

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 2420 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m2420)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Гришаев Владимир Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <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 составления <i>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

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Гришаев Владимир Александрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2420 метров на газовом месторождении (красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины: (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической 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; • MPD Бурение на регулируемом давлении.
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, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. MPD Бурение на регулируемом давлении	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Гришаев Владимир Александрович		

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 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

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. MPD Бурение на регулируемом давлении	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	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Гришаев Владимир Александрович

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности бурения разведочной скважины с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	1. Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.
2. Планирование и формирование бюджета строительства скважины.	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства скважины.	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Гришаев Владимир Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Гришаев Владимир Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2420 метров на газовом месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Строительство разведочной вертикальной скважины на газовом месторождении (Красноярский край)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1. Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины: – неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; – повышенные уровни шума и вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – поражение электрическим током;

	<ul style="list-style-type: none"> – пожаровзрывоопасность; – необходимые средства защиты от опасных факторов; – работы на высоте.
3. Экологическая безопасность:	<p>3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду/ 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте. 4.2 4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС, разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Гришаев Владимир Александрович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 106 страниц, 9 рисунков, 54 таблицы, 41 источник литературы и 4 приложения.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2420 метров на нефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2420 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Изучить технологию бурения на управляемом давлении и сравнить ее с традиционной технологией бурения.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

Сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и 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;

СБТ – стальная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ...	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 Проектирование конструкции скважины	17
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	19
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	22
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	22
2.2.1 Выбор способа бурения.....	22
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	22
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	23
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	24
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	24
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	27
2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов	29
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	33
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	37
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины	37
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	37

2.3.1.1	Расчет наружных избыточных давлений.....	37
2.3.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	40
2.3.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	42
2.3.2	Технологическая оснастка обсадных колонн.....	42
2.3.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	43
2.3.3.1	Обоснование способа цементирования	43
2.3.3.2	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	44
2.3.3.3	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	44
2.3.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	46
2.3.4.1	Проектирование процессов испытания скважин.....	46
2.3.4.2	Выбор жидкости глушения	46
2.3.4.3	Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	47
2.3.4.4	Выбор типа пластоиспытателя	48
2.3.4.5	Выбор типа фонтанной арматуры	48
2.4	Выбор буровой установки.....	49
3	МРД БУРЕНИЕ НА РЕГУЛИРУЕМОМ ДАВЛЕНИИ	50
3.1	Основные цели применения технологии бурения на депрессии	52
3.2	Отличие выполняемых операций в бурении на репрессии от бурения на равновесии	55
3.3	Оборудование для бурения с контролем давления (DPM).....	60
3.4	Основное оборудование, необходимое для бурения методом регулирования давления (на равновесии)	61
3.5	Заключение	62
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	63

4.1 Структура и организационные формы работы АО «ССК»	63
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	64
4.3 Линейный календарный график выполнения работ.....	65
4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли	66
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	68
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	68
5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	69
5.3 Производственная безопасность	69
5.4 Экологическая безопасность.....	74
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
5.5.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	76
5.5.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
Список использованной литературы	81
Приложение А	85
Приложение Б.....	93
Приложение В	98

ВВЕДЕНИЕ

Бурение разведочных скважин сопряжено с определенными рисками, не свойственными при бурении эксплуатационных скважин. Это связано с недостаточным объемом располагаемой информации о разрезе, необходимостью проведения дополнительных исследовательских работ как в обсаженном, так и в открытом стволе. Все это ужесточает требования к проектным решениям на разведочные скважины.

Анализ горно–геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Породы мягкие и средней твердости, при приближении к продуктивному пласту появляются твердые.

Разрез представлен чередованием четырех нефтенасыщенных и четырех газовых продуктивных пластов, которые расположены на значительном расстоянии друг от друга.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2420 м на газовом месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

В работе рассмотрена технология бурения на регулируемом давлении, произведено сравнение технологии с традиционной технологией бурения на репрессии, изучен вопрос практической применимости с целью повышения технико-экономических показателей.

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, физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины и геокриологическая характеристика разреза скважин. Данные представлены в приложении А1–А4. Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления						Температура в конце интервала
			Пластового, МПа на м		Гидроразрыва пород, МПа на м		Горного, МПа на м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	градус
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q - P1-2	0	590	0,00981	0,00981	0,0192	0,0192	0,0222	0,0230	16
K2m-K2k	590	695	0,00981	0,00981	0,0172	0,0172	0,0230	0,0250	19
K2t-cn	695	731	0,00981	0,00981	0,0198	0,0198	0,0250	0,0250	20
K1a-al-K2s	731	1745	0,00981	0,00981	0,0198	0,0198	0,0250	0,0250	47
K1g-br-a	1745	2135	0,00981	0,00981	0,0196	0,0196	0,0250	0,0250	58
K1v-g	2135	2370	0,00981	0,00981	0,0196	0,0196	0,0250	0,0250	64
K1v-g	2370	2550	0,0113	0,0113	0,0196	0,0196	0,0250	0,0250	69

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлены в таблицах 1.2 и 1.3. Характеристики водоносности представлены в приложении А.5.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, обвалы и осыпи стенок скважины, прихватоопасные зоны, нефтегазоводопроявление представлены в приложениях А6–А9.

Таблица 1.2 – Характеристика нефтеносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	Подвижность, д/сПз	Содержание серы, %	Содержание парафина %	Сводный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	После дегазации						Газовый фактор, м ³ /м ³	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа г/см ³	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа
K ₁ (MX ₁)	1745	1765	Поровый	897	945	42,7	-	0,16	1,4	6,7	33	н/обн.	-	0,701	н/д	5
K ₁ (MX ₈₋₉)	2013	2030	Поровый	897	945	42,7	-	0,16	1,4	6,7	33	н/обн	-	0,701	н/д	5
K ₁ (БУ ₆₋₃)	2120	2140	поровый	810	846	2,42	-	0,15	3,15	70	71,2	н/обн	-	0,564	н/д	11
K ₁ (БУ ₁₃₋₁)	2385	2395	поровый	787	850	1,73	-	0,20	4,80	90	71,2	н/обн	-	0,625	н/д	11

Таблица 1.3 – Характеристика газоносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность газоконденсата, кг/м ³	Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа					
K ₂ (ГC ₁)	731	755	поровый	газ	-	0,315	0,563	-	20	-	-
K ₁ (MX ₁)	1740	1745	поровый	газ	-	0,315	0,701	-	6,7	-	-
K ₁ (MX ₈₋₉)	1995	2013	поровый	газ	-	0,315	0,701	-	6,7	-	-
K ₁ (БУ ₆₋₃)	2110	2120	поровый	газ	-	0,315	0,564	-	20	-	-

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, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

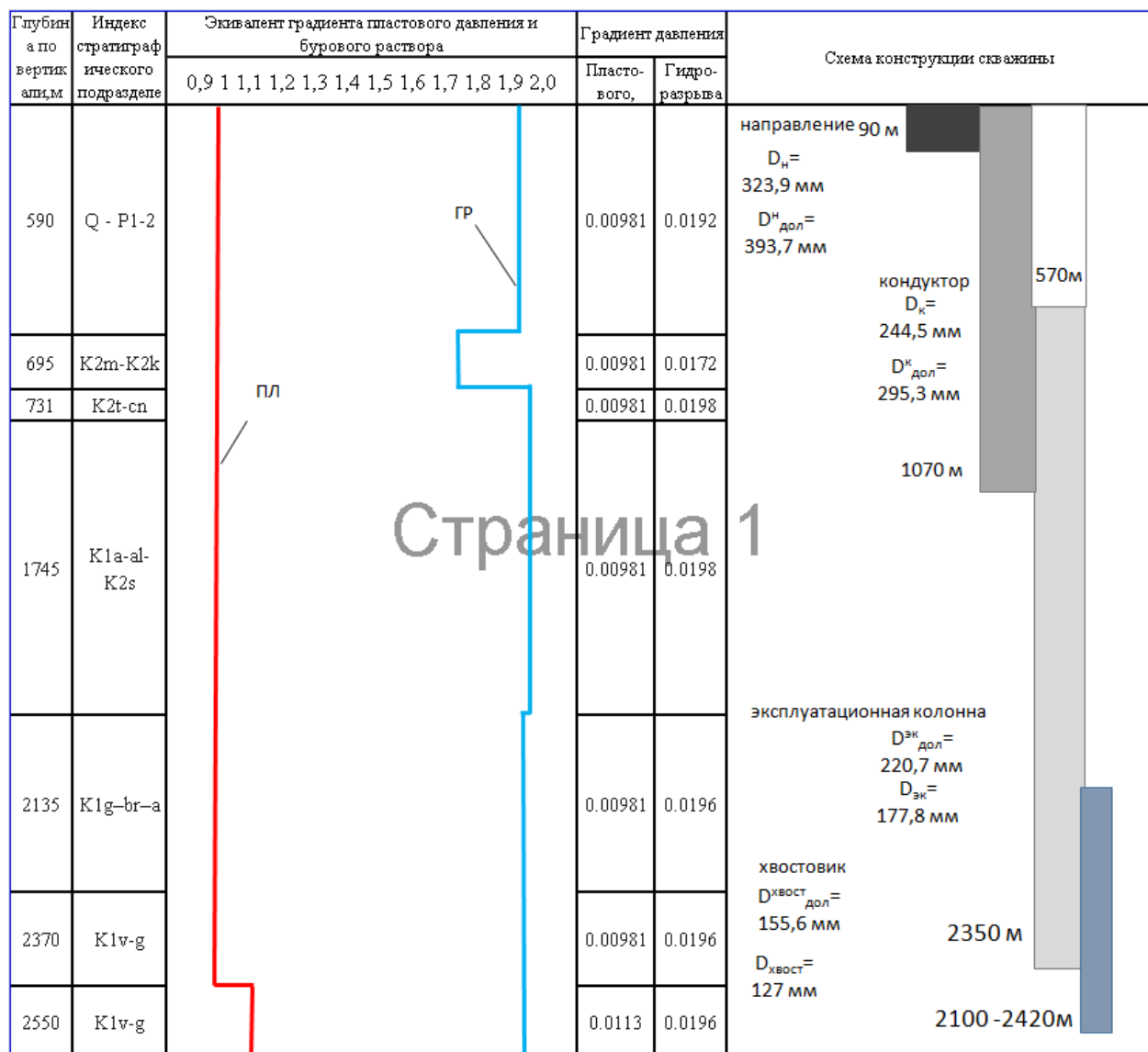


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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. Рекомендуются спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине присутствуют многолетнемерзлые породы и наиболее сложные мерзлотные условия связаны с залеганием четвертичных отложений мощностью 80 м, спускаем термокейс на гл. 90м.

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 2.1), было принято решение спускать кондуктор на 1070м. Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 10 м на 1км под ЗУМППФ.ЭК спускаем до глубины 2350 м (за 20м до ожидаемого увеличения пластового давления на 0,015 кгс/см² на м).

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	K1 (MX1)	K1 (MX8- 9)	K1 (БУ6- 3)	K1 (БУ13 -14)	K2 (ГС1)	K1 (MX1)	K1 (MX8- 9)	K1 (БУ6- 3)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	1745	2013	2120	2385	731	1740	1995	2110
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,098	0,098	0,098	0,113	0,098	0,098	0,098	0,098
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_H)	897	897	810	787				
Относительная плотность газа по воздуху, ($\gamma=$)					0,563	0,701	0,701	0,564

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расчетные значения								
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	171	197	207	269	72	170	195	207
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ($P_{гр}$)					77	174	198	212
Значение параметра e^s					1,02	1,06	1,07	1,06
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм					70	160	182	195
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд min}$)	175	200	365	770	390	880	1000	1070
Требуемый запас	1,1	1,09	1,1	1,09	1,1	1,09	1,09	1,09
Принимаемая глубина, м	1070							

Хвостовик проектируется при наличии в разрезе нескольких пластов с нормальным давлением и одного нижнего с АВПД (при увеличенном градиенте пластового давления нижнего пласта в сравнении с верхним более, чем на 0,011 кгс/см² на м). В данном случае расчет кондуктора на условие предотвращения гидроразрыва ведётся для пластов с нормальным давлением для сокращения глубины спуска кондуктора, а эксплуатационная колонна рассчитывается на условие недопущения гидроразрыва пород у башмака колонны для пласта с АВПД. Хвостовик же спускается в зону продуктивного пласта с перекрытием эксплуатационной колонны в соответствии с правилами безопасности. Спуск хвостовика в интервале 2100 – 2420 м. (25 м под ЗУМППФ).

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 90м

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1070 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 1780 м.

В случае цементирования хвостовика высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения подвесного устройства. ИЗЦ 2100–2420 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

В случае проектирования хвостовика его диаметр должен составлять 114,3 (дебит меньше 40 м³/сут) или 127,0 мм (дебит больше 40 м³/сут).

Выбираем диаметр хвостовика равный 127 мм.

Диаметр соединительной муфты у 127й колонны = 141,3мм Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 127 мм равняется 10 мм. Значит диаметр долота под хвостовик считаем по формуле 2.1:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (2.1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

$$D_{\text{хвост д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta,$$

$$D_{\text{хвост д расч}} \geq 151,3 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 155,6 мм.

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 177,8 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 194,5 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 177,8 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 2.1:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (2.1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 194,5 мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный 20 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 214,5 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 220,7 мм.

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 2.2:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2.2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный 220,7 мм; $(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора, берем равный 10 мм.

$$D_{\text{к вн}} = 230,7 \text{ мм.}$$

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

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 289,9 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 295,3 мм.

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 2.

$$D_{\text{к вн}} = 305,3 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 323,9 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 351,0 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 35 мм. Значит диаметр долота под направление считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 386 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 393,7 мм.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 22,23 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5–280/80х35 (280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКО1–35–178х245 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	90	Роторный
90	1070	ВЗД
1070	2350	ВЗД
2350	2420	Роторный
2120	2140	Роторный
2385	2395	Роторный

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 долота PDC для всех интервалов бурения, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-1070	1070-2350	2350-2420	2120-2140	2385-2395
Шифр долота		БИТ 393,7 В 619 ТСР	БИТ 295,3 ВТ 616 Н	БИТ 220,7 В 613 УН.30	БИТ 155,6 В 713 У	БИТ 220,7/1 00 В 913 ЕС	БИТ 155,6/6 7 В 913 О
Тип долота		PDC	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	155,6	220,7	155,6
Тип горных пород		М	М+С	М+С+Т	С+Т	С+Т	С+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	3 88	3 161	МК 112x4,2 3x1:16 Сп
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2	-	-
Длина, м		0,45	0,42	0,39	0,32	0,2	0,2
Масса, кг		150	90	55	28	23	18
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	5–12	5–12	2–10	2–10	2–5	2–5
Нагрузка, тс (G)	Максимальная	12	12	10	10	5	5
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	80–400	80–400	60–400	60–400	60–120	60–120
Частота вращения, об/мин (n)	Максимальная	400	400	400	400	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 осевой нагрузки на долото приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-90	90-1070	1070-2350	2350-2420	2120-2140	2385-2395
Исходные данные						
Диаметр долота, см (D _д)	39,37	29,53	22,07	15,56	22,07	15,56
Предельная нагрузка, тс (G _{пред})	12	12	10	10	5	5
Результаты проектирования						
Допустимая нагрузка, тс (G _{доп})	9,6	9,6	8	8	4	4
Проектируемая нагрузка, тс (G _{проект})	5	8	7	6	3	2

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 5 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 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-90	90-1070	1070-2350	2350-2420	2120-2140	2385-2395
Исходные данные							
Скорость, м/с ($V_{л}$)		2	2	1,6	1,2	1	1
Диаметр долота ($D_{л}$)	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6	220,7	155,6
Результаты проектирования							
Частота вращения n_1 , об/мин		97	129	138	147	87	123
Статистическое значение частоты вращения $n_{стат}$, об/мин		40-60	100-180	140-200	60-80	20-40	20-40
Частота вращения $n_{проект}$, об/мин		60	130	140	80	40	40

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 (0-90 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин.

2.2.5 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. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расход бурового раствора.

Интервал, м	0-90	90-1070	1070-2350	2350-2420	2120-2140	2385-2395
Исходные данные						
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556	0,2207	0,1556
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)	0,65	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,4	1,35	1,28	1,20	1,275	1,2
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,13	0,12	0,1	0,1	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	30	5	5
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0222	0,0127	0,0071	0,0056	0,0064	0,0048
Число насадок (n)	6	6	8	6	9	9
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмин}$)	0,5	0,5	1	1	1	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,099	1,099	1,049	1,187	1,49	1,187
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	1,92	1,95	2,03	2,05	2,05	2,05
Результаты проектирования						
Расход, л/с, Q1	79	34	15	6	11	6
Расход, л/с, Q2	72	36	19	7	4	2
Расход, л/с, Q3	55	28	26	6	26	6
Расход, л/с, Q4	78	45	33	20	34	25
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	55-79	28-45	15-33	6-20	4-34	2-25
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	55	33	16	20	12

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 направление принимается 70 л/с исходя из статистических данных для данного диаметра долот.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя

скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 33 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 16 л/с.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-90	90-1070	1070-2350	2350-2420	2120-2140	2385-2395
Исходные данные							
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6	220,7	155,6
Нагрузка, кН (G_{oc})		49	78	69	59	29	20
Расчетный коэффициент, $H^*_{м/кН}$ (Q)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования							
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		-	236	177	-	-	-
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*_{м}$ (M_p)		-	3046	2032	-	-	-
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*_{м}$ (M_o)		-	148	110	-	-	-
Удельный момент долота, $H^*_{м/кН}$ ($M_{уд}$)		-	37	28	-	-	-

Для интервалов бурения 90-1070 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервалов бурения 1070-2350 метров (интервал бурения под эксплуатационную колонну) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ2-172РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – 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
ДРУ-240РС	90-1070	240	9,754	2362	30-75	90-255	10,6	106-288
ДРУ2-172РС	1070-2350	172	9,140	1267	19-38	80-180	10,5	88-197

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных бурильных труб, ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1–Б6.

Табличное значение $Q_{ТК}$ для труб 127 мм группы прочности «Д» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 102 и 107 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{тк-300} = 102 \cdot 0,9 = 91,8 \text{ т}; \quad Q_{тк-400} = 107 \cdot 0,9 = 96,3 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{91,8}{79,5} = 1,16 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{96,3}{79,5} = 1,21 > 1,15$$

Табличное значение $Q_{ТК}$ для труб 89 мм группы прочности «Д» с толщиной стенки 9,35 мм составляет 74 и 77 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{тк-300} = 74 \cdot 0,9 = 66,6 \text{ т}; \quad Q_{тк-400} = 77 \cdot 0,9 = 69,3 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{66,6}{55,3} = 1,21 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{69,3}{55,3} = 1,25 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300)	в клиновом захвате (L=400)
бурение	0	90	ПК 127х9	127	К	9,2	3-133	63,7	2,035	7,936	2,09	7,98	>10	>10
бурение	90	1070	ПК 127х9	127	К	9,2	3-133	1016	32,45	43,08	1,46	2,59	2,79	2,94
бурение	1070	2350	ПК 127х9	127	К	9,2	3-133	2298	73,39	82,44	2,45	1,47	1,46	1,53
бурение	2350	2420	ПН 89х9	89	Д	9,4	3-102	2323	48,97	56,08	2,92	1,47	1,21	1,25

2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (2.3)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при $L < 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,10$, при $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$)

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать.

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

1. Направление, интервал 0-90м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,1 \cdot 0,0098 \cdot 10^6}{9,81} = 1100 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

2. Кондуктор, интервал 90-1070м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,1 \cdot 0,0098 \cdot 10^6}{9,81} = 1100 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

3. Эксплуатационная колонна, интервал 1070-2350м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,05 \cdot 0,0098 \cdot 10^6}{9,81} = 1050 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

4. Хвостовик, интервал 2350-2420м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,05 \cdot 0,0113 \cdot 10^6}{9,81} = 1209 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Интервал под направление. Геологический разрез в интервале направления представлен супесями и песками с прослоями глин и суглинков. Соответственно данный интервал характеризуется большим количеством осыпей и обвалов. Кроме этого при бурении четвертичных отложений возможны поглощения бурового раствора. Среди прочих факторов, влияющих на выбор бурового раствора следует отнести наличие водоносных горизонтов с питьевой водой, загрязнение которой может привести к экологическим проблемам с одной стороны, а также к разжижению бурового раствора с другой.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, необходимо использовать буровой раствор, который по своим свойствам формирует стабилизирующую фильтрационную корку в зоне неустойчивых песков.

Для бурения верхних интервалов широко используется бентонитовый буровой раствор. Проникание твердой фазы промывочной жидкости в структуру горной породы приводит к структурированию стенок скважины и образованию на ее поверхности прочной глинистой корки, которая позволяет раствору обладать умеренной фильтрацией.

Состав бентонитового раствора представлен в таблице 2.10. Технологические свойства базового неутяжеленного бентонитового раствора представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.10 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	60
Каустическая сода	1
ФХЛС	1

Таблица 2.11 – Технологические свойства бентонитового раствора под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,100
Условная вязкость, с	90-100
Содержание песка, %	< 2

Интервал под кондуктор. Разрез по интервалу бурения кондуктора представлен, в основном, глинами и алевролитами. По категории буримости относятся к мягким и средним, что может стать причиной осыпей и обвалов, что может стать причиной заклинивания инструмента. Кроме этого, при бурении глин возможен переход глин в раствор, что может повлиять на содержание твердой фазы в растворе.

Т.к. длина кондуктора относительно большая, отношение диаметра скважины к диаметру инструмента больше, чем для других интервалов, кондуктор представляет собой вертикальный участок скважины, среди возможных осложнений присутствует поглощение промывочной жидкости, для снижения себестоимости строительства скважины целесообразно использование полимер-глинистого раствора.

Состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 2.12. Технологические свойства базового неутяжеленного полимер-глинистого раствора представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.12 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
ПАС HV	0,4
ПАВ	1
ПАС LV	0,12
Reolud	5

Таблица 2.13 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,099
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
pH	8-9

Содержание песка, %	< 0,5
---------------------	-------

Интервал под эксплуатационную колонну и хвостовик. В интервале бурения под эксплуатационную колонну так же присутствуют глины и аргиллиты в разрезе, что неблагоприятно отразится на стволе скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде сужения ствола скважины, набухания, так же на данных интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП. Данные проблемы решаются с использованием ингибирующего бурового раствора.

Состав ингибирующего раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлен в таблице 2.14, а под хвостовик в таблице 2.16. Технологические свойства базового неутяжеленного ингибирующего раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлены в таблице 2.15, а под хвостовик в таблице 2.17.

Таблица 2.14 – Компонентный состав ингибирующего раствора под эксплуатационную колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Каустическая сода	1
ПАС HV	2
ПАС LV	0,12
Барит	94,84
DUOVIS	3
POTASSIUM CHLORIDE	50
X-lube	4

Таблица 2.15 – Технологические свойства ингибирующего раствора под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,049
Условная вязкость, с	30-50
Пластическая вязкость, сПз	10-20
ДНС, дПа	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
pH	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 2.16 – Компонентный состав ингибирующего раствора под хвостовик

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Каустическая сода	1
ПАС HV	2
ПАС LV	0,12
Барит	252,84
DUOVIS	3
POTASSIUM CHLORIDE	50
X-lube	4

Таблица 2.17 – Технологические свойства ингибирующего раствора под хвостовик

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,209
Условная вязкость, с	30-50
Пластическая вязкость, сПз	10-20
ДНС, дПа	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
рН	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.7.

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.8.

2.2.9 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 2.18, 2.19, 2.20.

Таблица 2.18 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	90	БУРЕНИЕ	0,438	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12,7	90,9	371,5
Под кондуктор									
90	1070	БУРЕНИЕ	0,677	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11	98,8	357,3
Под эксплуатационную колонну									
1070	2350	БУРЕНИЕ	0,996	0,087	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	8	82,4	139,4
Под хвостовик									
2350	2420	БУРЕНИЕ	1,46	0,088	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3 3	6 7	83,9	84,5

Таблица 2.19 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	90	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	120	34,56	69,12
90	1070	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	150	266,0	1	110	28,16	56,32
1070	2350	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	115	33,12	33,12
2350	2420	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	75	16,8	16,8

Таблица 2.20 – 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	90	БУРЕНИЕ	71,7	53,7	0,0	7,8	0,1	10
90	1070	БУРЕНИЕ	184,8	63,4	51,0	58,2	2,2	10
1070	2350	БУРЕНИЕ	184,8	42,1	78,0	43,2	11,4	10
2350	2420	БУРЕНИЕ	194,7	50,3	0,0	120,3	20,6	3,5

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна следующие:

- 2120-2140 м;
- 2385-2395 м.

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

В таблице 2.21 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.21 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2120-2140	СК1-172/100РС	2-5	20-40	15-20
2385-2395	СК-121/66,7 «СИБИРЬ».2/9	1-3	20-40	10-12

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1450	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1850
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	787	Глубина скважины, м	2420
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	570	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	710
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1567

2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

На рисунках 2.2, 2.3, 2.4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

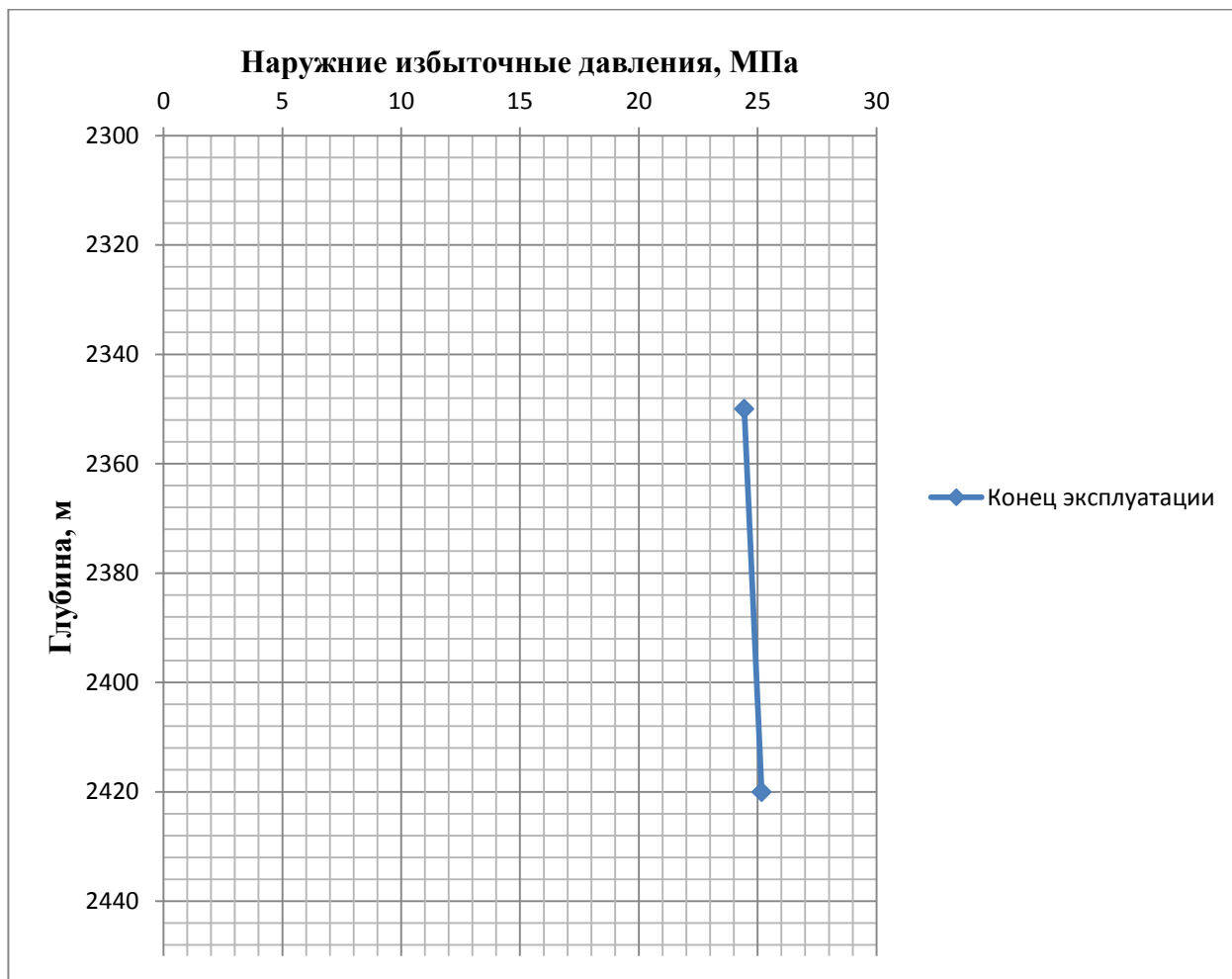


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

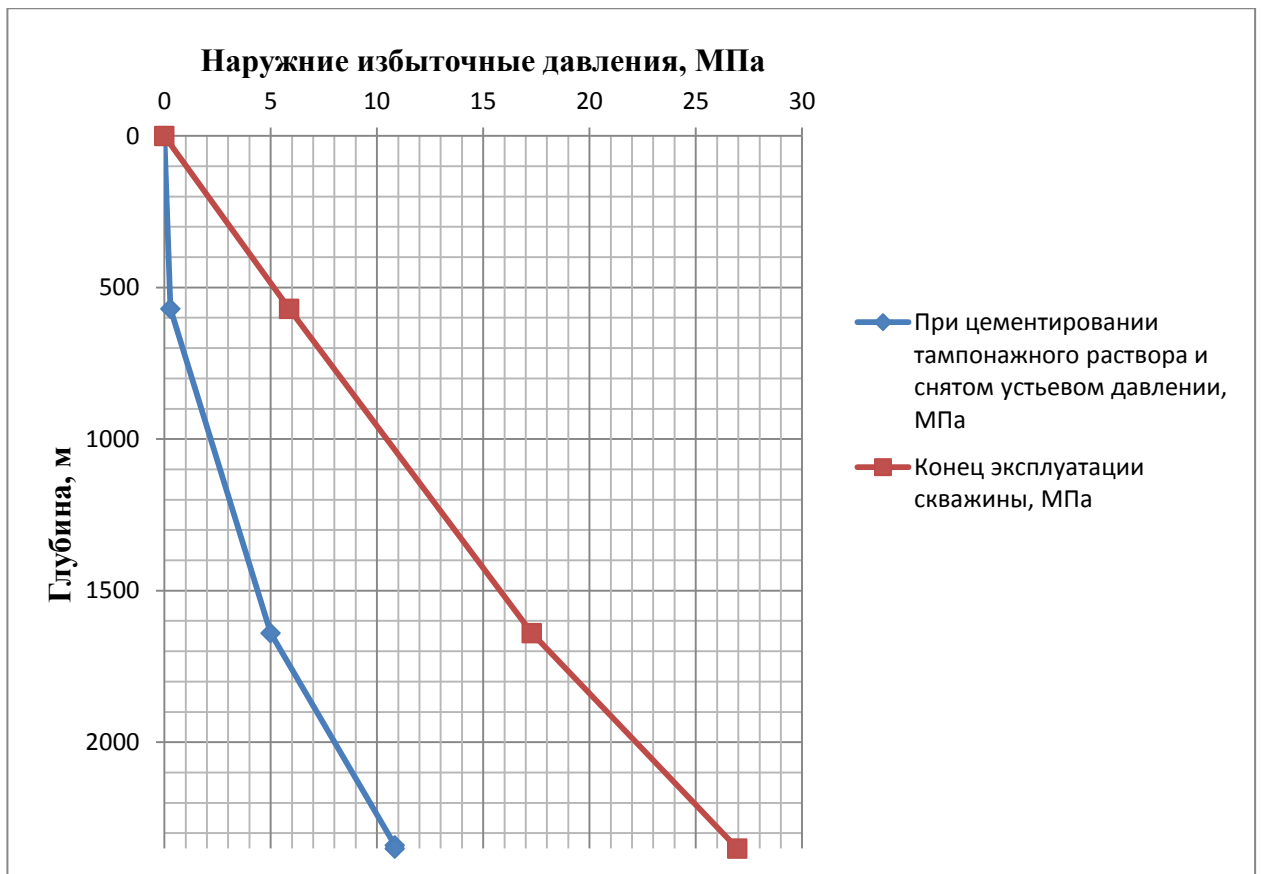


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ



Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

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

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

На рисунках 2.5, 2.6 и 2.7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

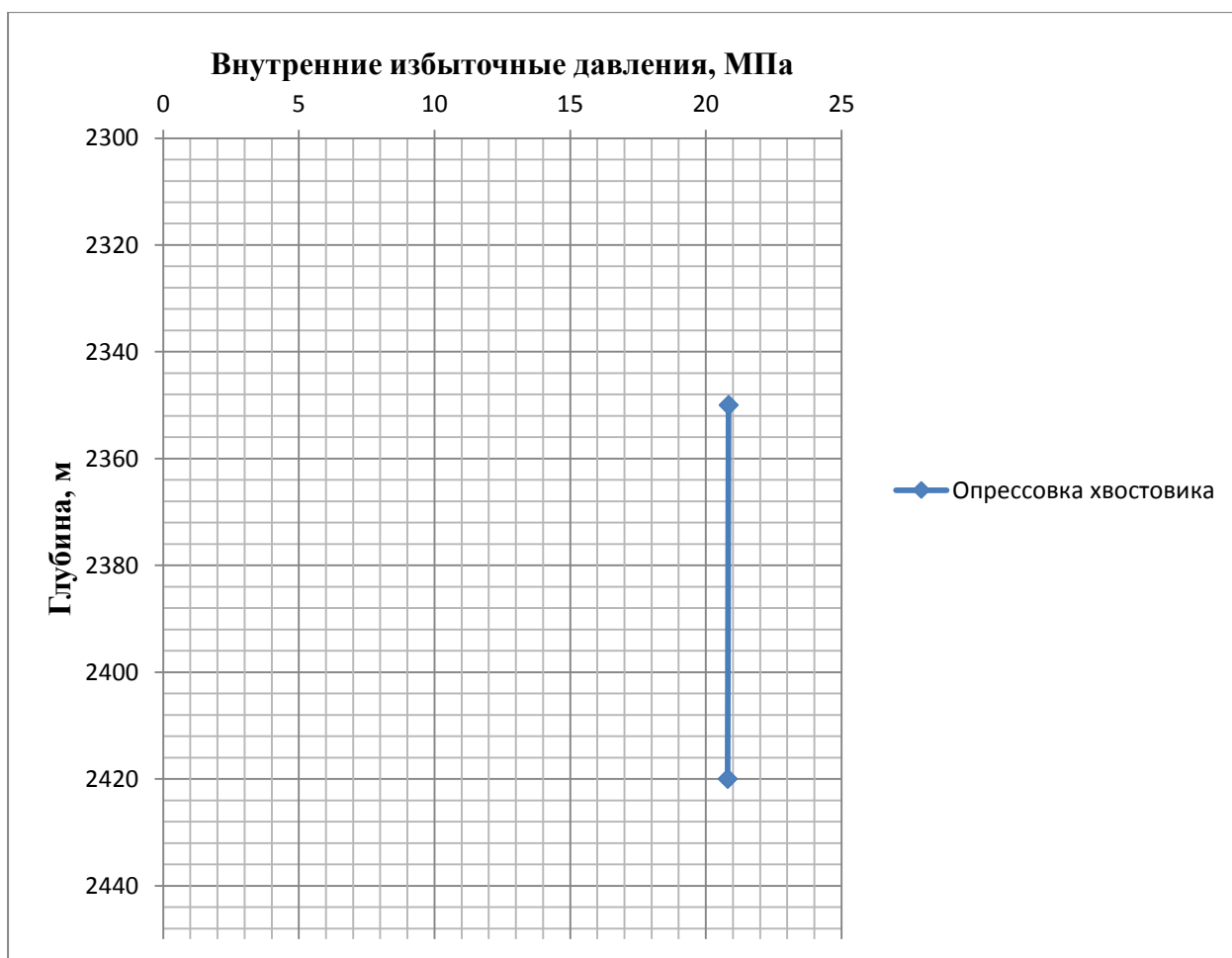


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика

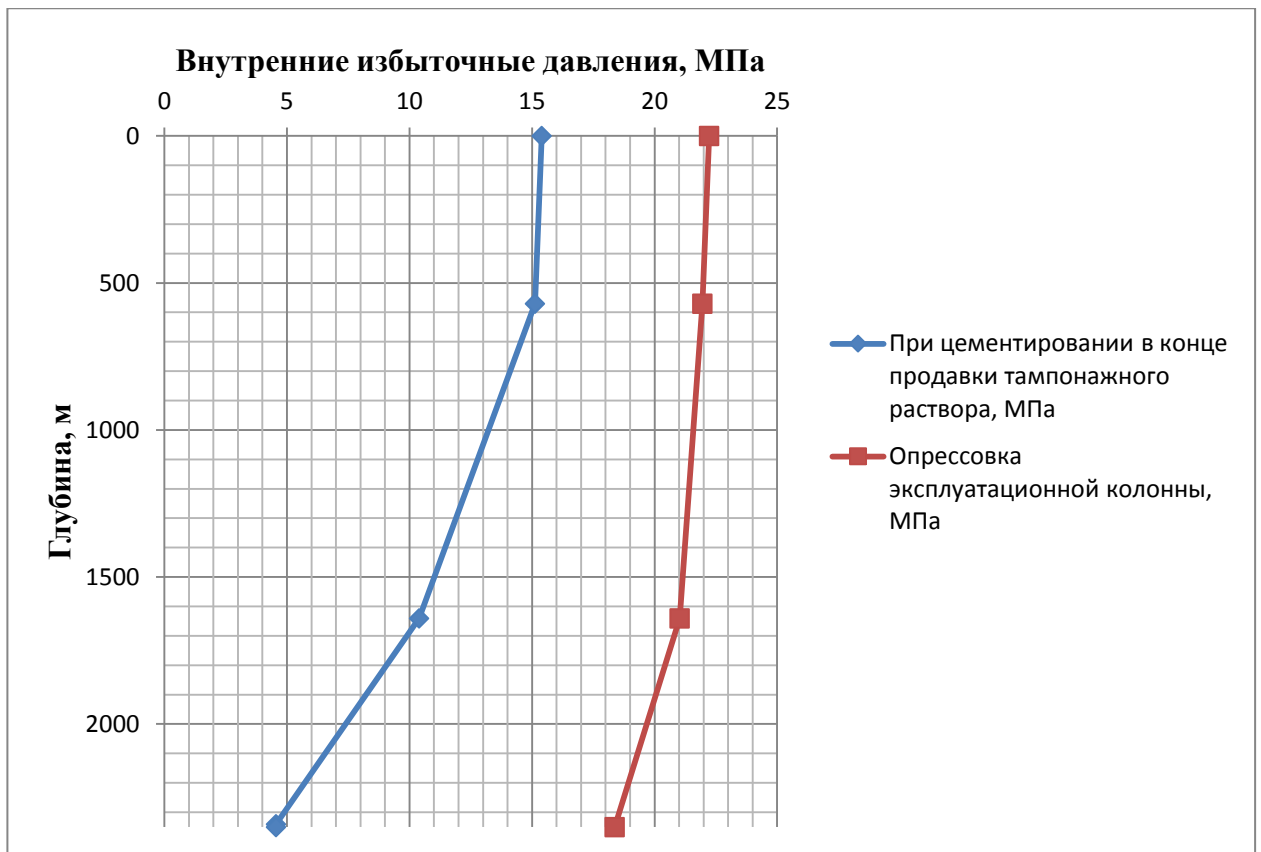


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

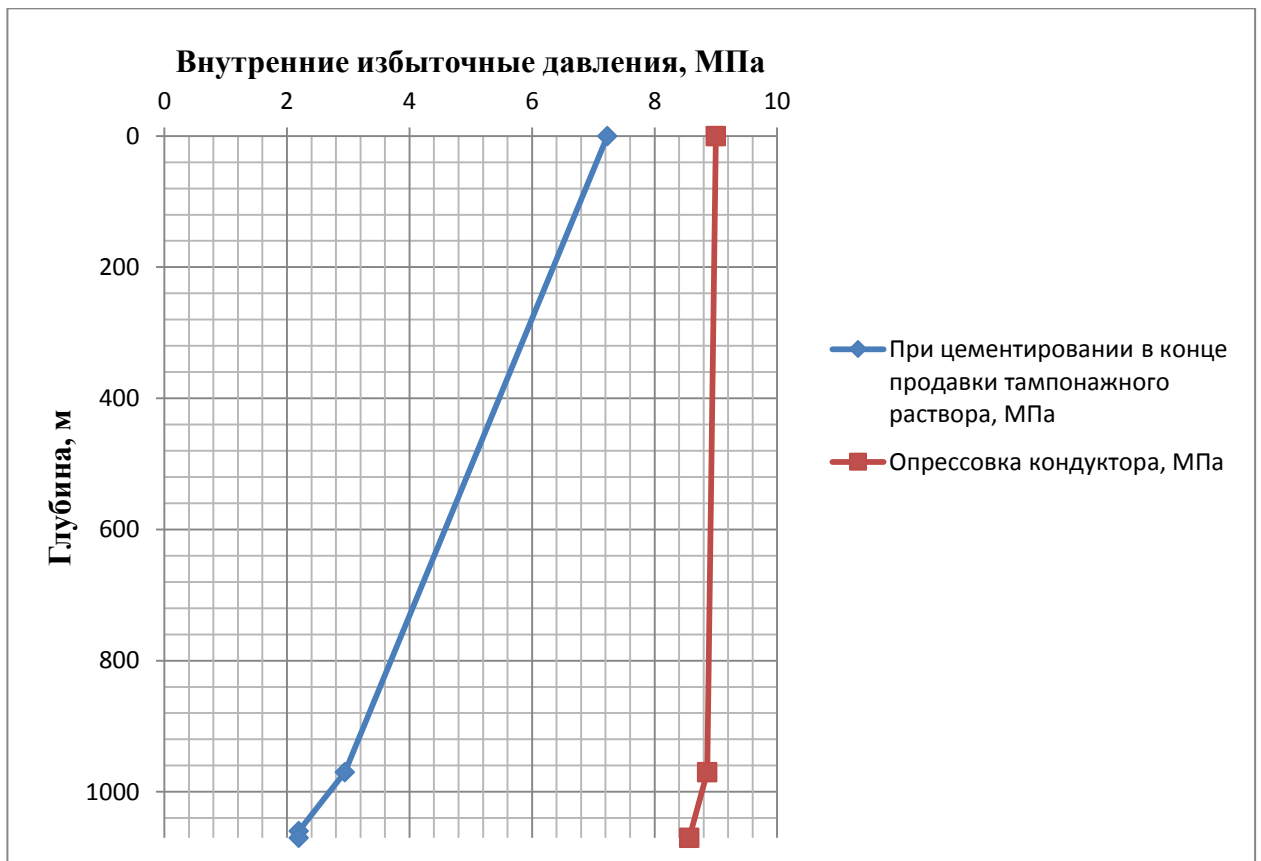


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – 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	8,5	90	67,2	6048	6048	0-90
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1070	47,2	50504	50504	0-1070
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	11,5	660	47,1	31086	88377	1690-2350
2	ОТТМ	Д	8,1	1690	33,9	57291		0-1690
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	7,5	320	22,1	7072	7072	2100-2420

2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	2350	2350	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	2340	2340	1	1
	ЦПЦ-178/220 («НефтьКам»)	0	1070	22	66
		1070	1740	17	
		1740	1770	2	
		1990	2030	4	
		2110	2140	3	
		2140	2350	7	
		1770	1990	7	
		2030	2110	2	
башмак			2		

Продолжение таблицы 2.24

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 178 мм	ЦТ 178/220	1070	1740	34	59
		1740	1770	3	
		1990	2030	4	
		2110	2140	3	
		2140	2350	11	
		2030	2110	4	
	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	2340	2340	1	1
ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	2350	2350	1	1	
Кондуктор, 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1070	1070	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1060	1060	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	90	2+2	31
		90	730	16	
		730	760	3	
760		1070	8		
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1060	1060	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	90	90	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	80	80	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	90	3+2	5
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	90	90	1	1
Хвостовик, 127 мм	БКМ-127 («Уралнефтемаш»)	2420	2420	1	1
	ЦКОД-127 («Уралнефтемаш»)	2410	2420	2	2
	ЦПЦ-127/155,6 («Уралнефтемаш»)	2100	2350	5	10
		2350	2380	1	
		2380	2400	2	
		2400	2420	2	
	ПРП-Ц-В-127 («Уралнефтемаш»)	2410	2410	1	1
ПХГМЦЗ 127/178 («ЗЭРС»)	2100	2100	1	1	

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.3.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.4)$$

Поскольку $36,9 \leq 43,8$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.25.

Таблица 2.25 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,091	1030	1,22	МБП-СМ	85
			4,87	МБП-МВ	73
Продавочная жидкость	53,1	1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	22,31	1450	19,4	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	15354
				НТФ	9,15
Нормальной плотности тампонажный раствор	15,21	1850	11,37	ПЦТ-II-100	21,939
				НТФ	6,99

2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (2.5)$$

$G_{\text{сух}}$ – 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: $m_2 = 15,4 / 10 = 1,5 - 2$ УС 6-30

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 21,9 / 13 = 1,7 - 2$ УС
6-30

На рисунке 2.8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

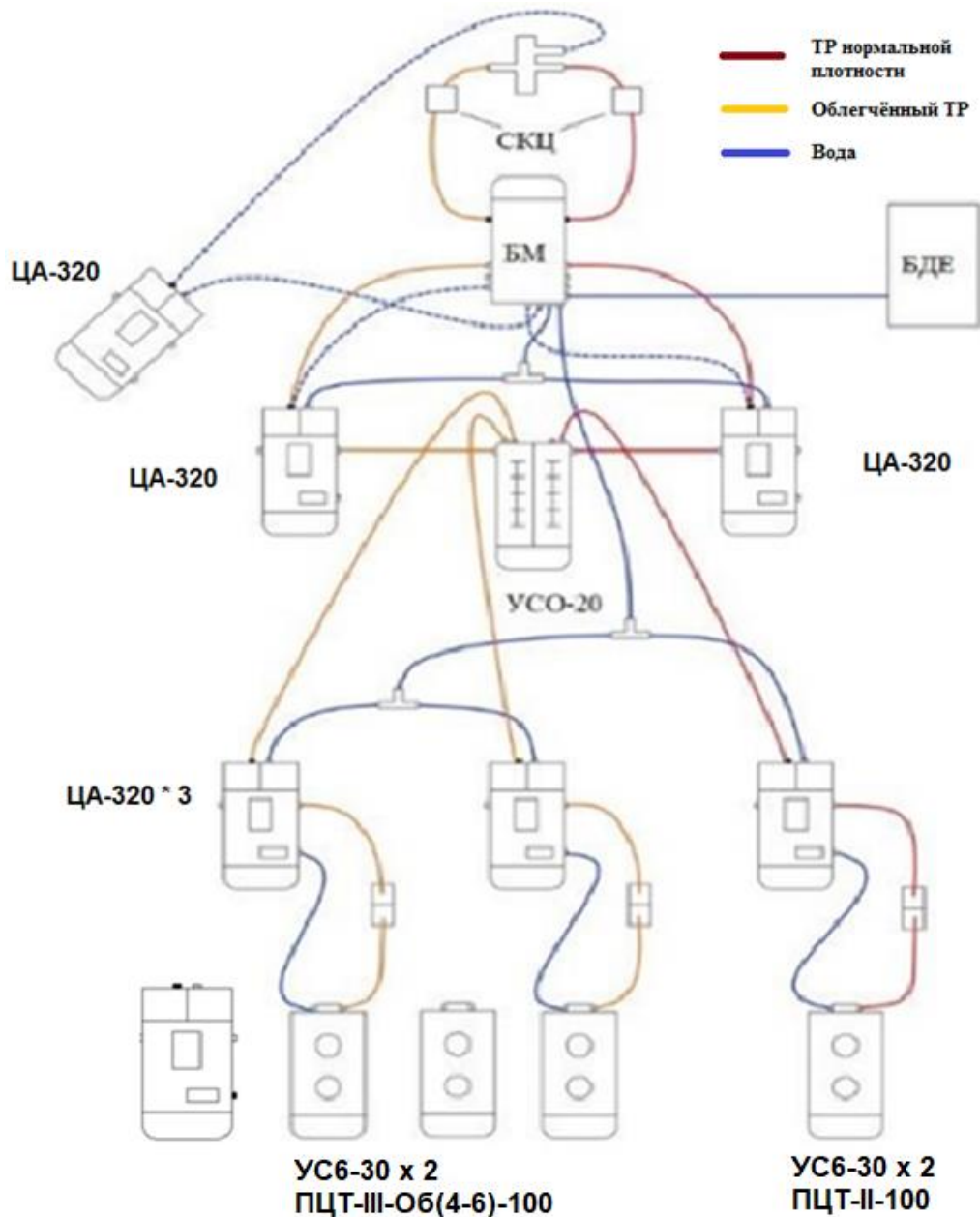


Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки: СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.3.4.1 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.

2.3.4.2 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:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \text{ кг/м}^3, \quad (2.6)$$

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,0113 \cdot 10^6}{9,81} = 1209 \text{ кг/м}^3.$$

Где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4] 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:

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2 * 50,2 = 100,4 \text{ м}^3 \quad (2.7)$$

Где $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ;

$V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, м^3 .

2.3.4.3 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.

Вид перфорации указан в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
10	Кабель	Кумулятивная	ПКТ89 («ВНИПИ Взрыв геофизика»)	20	1 Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

2.3.4.4 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.

2.3.4.5 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 песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х35.

2.4 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.

В таблице 2.27 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.27 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Qбк)	82,57	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 82,57
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Qоб)	88,38	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 88,38
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Qпр)	107,3	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/107,3 = 1,86 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (Gкр)	200		

3 МРД БУРЕНИЕ НА РЕГУЛИРУЕМОМ ДАВЛЕНИИ

В условиях высочайшей конкуренции на мировом нефтегазовом рынке для России чрезвычайно важно обеспечение максимальной продуктивности добывающих скважин (в том числе и на поздних стадиях эксплуатации). Очевидно, что достичь этого можно лишь применением технологий, в каждом отдельном случае являющихся оптимальными для сохранности естественной проницаемости пластов. С точки зрения соотношения величины давления, создаваемого в колоннах, к аналогичному давлению в пластах таких технологий две – бурение на депрессии и на репрессии.

Бурение на репрессии представляет собой исторически традиционный метод, при котором внутреннее давление в коллекторе превышает пластовое гидростатическое. В этом случае вскрытие пласта происходит за счет циркуляции бурового раствора средней плотности 1,2-1,3 т/м³. Подобное бурение на репрессии достаточно эффективно (в том числе и на скважинах незначительной глубины и в неустойчивых грунтах), однако быстро понижает дебит. Спустя 15-20 лет продуктивность добычи, в зависимости от ряда дополнительных характеристик месторождения, снижается от 5 до 60 раз, и даже текущие и капитальные ремонты восстановить хотя бы 50% первоначальную отдачу оказываются не в состоянии. Причина этого – в возникновении явления кольматации и, как следствие, быстром падении под репрессивным воздействием скважинного проницаемости забойного пласта, независимо от используемого инструментария и типа бурового оборудования [5].

По этой причине подавляющее число ведущих мировых и российских нефтегазовых компаний везде, где допустимо применение иной технологии, используют бурение на депрессии. Кардинальное ее отличие состоит не в повышенном, а пониженном (по отношению к пласту) создаваемом давлении в шахте – что не только вызывает приток флюидов с той же степенью эффективности, но и сохраняет естественные для породы коллекторные характеристики проницаемости на протяжении гораздо более долгого времени.

Таким образом, с точки зрения не только долговечности эксплуатации, но

и экологической безопасности бурение на депрессии для скважин значительно целесообразней – что полностью подтверждается и мировым опытом. При этом эффективность данного метода одинакова на всех разновидностях скважин – и вертикальных, и наклонно направленных, и горизонтальных.

К сожалению, неустойчивость некоторых приза бойных зон приводит к малому предельно допустимому скелетному напряжению, в связи, с чем разрешенный уровень депрессии может колебаться в самых широких пределах, а в отдельных случаях – и вовсе являться недопустимым. Последнее относится, прежде всего, к уже истощенным крупным месторождениям (особенно газоконденсатным и газовым), где падение пластового давления к первоначальному уровню доходит до 3-4 раз. Тем не менее, использование технологии депрессивного бурения возможно и на них – но лишь с учетом величины коэффициента аномального давления пластов в зависимости от глубины [6].

Из самого термина следует, что условия депрессии на пласт возникают каждый раз, когда эффективное циркуляционное давление бурового раствора, рабочей жидкости для заканчивания, интенсификации или ремонта скважины (гидростатическое давление столба жидкости плюс давление, развиваемое буровыми насосами при циркуляции или нагнетании жидкости, и сопутствующий перепад давления из-за сил трения) оказывается меньше, чем эффективное поровое давление в продуктивном пласте.

За исключением случаев аномально высокого пластового давления, столб бурового раствора на водной основе создает избыточное противодействие на продуктивный пласт. При разбуривании горизонтов с аномально высокими пластовыми давлениями и использованием буровых растворов на водной или нефтяной основе условия депрессии на пласт создаются естественным путем. Такие условия характеризуются термином "бурение с притоком из скважины", если они возникают в ходе бурения.

При достаточно низком пластовом давлении в скважине нельзя получить условия депрессии на пласт с использованием обычных буровых растворов на

водной или нефтяной основе. В этих случаях для получения депрессии на пласт в циркулирующий буровой раствор вводится неконденсируемый газ, в результате чего понижается плотность бурового раствора. Этот метод часто называют "искусственным созданием условий депрессии на пласт". При вскрытии истощенных продуктивных пластов для достижения депрессии на пласт часто используется азот криогенного происхождения или полученный мембранным методом. Все более широкое распространение для получения условий депрессии на пласт получают рабочие агенты в виде пены, в основном потому, что стабильная пена имеет наиболее высокую выносную способность по сравнению с любой другой рабочей жидкостью при данной скорости подъема в кольцевом пространстве [7].

3.1 Основные цели применения технологии бурения на депрессии

Основной целью применения технологии бурения на депрессии является снижение или исключение потерь бурового раствора и минимизация повреждения продуктивного пласта, что является распространенной проблемой при традиционном бурении в условиях повышенного гидростатического давления и трещиноватости коллектора. Особенностью бурения на депрессии является получение контролируемого притока из скважины с последующей сепарацией бурового раствора и скважинного флюида.

К преимуществам технологии UBD относятся:

- увеличение механической скорости бурения;
- минимизация проблем, связанных с поглощения бурового раствора;
- исключение применения кольматирующих материалов, и как следствие повышение рентабельности скважины во время добычи;
- возможность сбора исходных данных для построения гидравлической модели (градиенты порового давления и гидроразрыва пласта) продуктивного участка скважины, что необходимой для оптимизации режимов её последующей эксплуатации.

Особенностью технологии UBD является использование закрытой системы циркуляции бурового раствора до системы очистки с использованием

Роторного Устьевого Герметизатора (РУГ), что необходимо для контроля забойного давления. Данная технология позволяет найти альтернативные способы решения различных технологических проблем, возникающих в процессе бурения скважин.

Многофазное бурение на депрессии (UBD) - это бурение с использованием раствора, состоящего из смеси газа и жидкости, с постоянным поддержанием давления на забое ниже пластового давления, но не превышая пределы, позволяющие контролировать скважину. Поскольку жидкая смесь активирована, то невозможно применять общепринятые методы (например, наращивание). Необходимо следовать специальным процедурам. Бурение на депрессии возможно только посредством интеграции в единую систему различных технологий, в частности: точный контроль эквивалентной плотности циркуляции (ЭПЦ), контроль параметров добываемой и закачиваемой жидкости, выбуренной породы. Для обеспечения безаварийного технологического режима работы необходимо использовать специальное оборудование и подготовленный персонал.

До настоящего времени большинство многофазных операций бурения на депрессии (UBD) выполнялось с использованием традиционных систем транспортировки по бурильным трубам. Основным преимуществом данных систем является знание данных систем буровыми бригадами, имеющаяся нагрузка на долото и пределы затяжек, возможность перекачивать большие объемы жидкости и газа и возможность использования одной и той же системы для бурения и заканчивания скважины. К недостаткам использования традиционных систем транспортировки по бурильным трубам для многофазных операций бурения относятся колебание давления на забое, вызванное наращиванием и СПО, ограничения оборудования, воздействие на внутрискважинное оборудование и сложность спуска/подъема труб. Традиционный способ многофазного бурения на депрессии (UBD) заключается в том, чтобы смешать газ и жидкость на поверхности и закачать полученную смесь вниз по бурильной колонне.

Данный способ требует наименьшего количества изменений конструкции скважины. Самым большим недостатком данного подхода является влияние на возможность мониторинга данных MWD из скважины. В многофазных системах наличие газа в бурильной трубе препятствует прохождению сигнала или уничтожает сигнал, идущий от традиционных инструментов для измерений во время бурения. Так как газ является сжимаемой текучей средой, то он стремится заглушить сигнал. При уровне газа свыше 20 - 28% сигнал будет утерян. Данную проблему можно уменьшить за счет использования ограничителя потока, который делает данную систему более пригодной для многофазных систем бурения.

В традиционном бурении плотность бурового раствора подбирается так, чтобы его статический градиент был выше давления вскрытого пласта. Система открыта, и раствор возвращается в резервуары с атмосферным давлением. Во время циркуляции давление, приложенное к пласту, повышается вследствие потерь на трение.

В отличие от традиционных технологий бурения, которые используют только плотность раствора для управления давлением, в технологии бурения с контролем давления применяется сочетание давления на устье, трения и плотности раствора для уравнивания давления вскрытого пласта. Многофазная промывочная жидкость может использоваться для достижения давления циркуляции в забое скважины, необходимого для поддержания почти сбалансированного состояния. Газированный раствор (Low Head Drilling – бурение, при котором гидростатическое давление бурового раствора понижается до уровня, минимально превышающего давление пласта, в котором ведется бурение) наиболее часто используется для снижения плотности раствора. Для этого газ смешивают с раствором и циркулируют вниз по бурильной трубе и назад вверх по затрубному пространству. Газированные жидкости сочетают жидкость и газ, где жидкость является дисперсионной средой.

Важным фактором, который следует учитывать при планировании бурения с газированным/аэрированным буровым раствором, является

определение оптимального объема жидкости и газа, необходимого для бурения скважины. В газированных растворах увеличение вязкости раствора повышает удержание газа, однако слишком большое удержание газа затрудняет процесс сепарации газа на поверхности. Высокие реологические свойства традиционных систем буровых растворов также снижают эффективность дегазации и удаления твердой фазы из раствора на поверхности. Таким образом, чтобы соблюсти требования низкого забойного давления в затрубном пространстве и эффективности очистки ствола, рекомендуется использовать системы буровых растворов с низкими реологическими характеристиками.

Правильно скоординированное применение технологии и процесса многофазного бурения с контролем давления позволит минимизировать или исключить возникновение проблем во время бурения, оптимизировать время бурения и добиться хорошего уровня добычи по скважине.

Главные цели данного проекта бурения с применением технологии бурения с контролем давления:

- минимизация повреждений пласта;
- минимизация поглощений раствора;
- повышение механической скорости проходки;
- безопасная циркуляция газа из скважины и его сжигание.

3.2 Отличие выполняемых операций в бурении на репрессии от бурения на равновесии

Рассмотрим два метода первичного вскрытия продуктивных горизонтов:

1. На репрессии – гидростатическое давление столба промывочной жидкости превышает пластовое.

2. На равновесии – гидростатическое давление столба промывочной жидкости соответствует пластовому.

На текущем этапе развития техники и технологии основной объем бурения скважин ведется в условиях превышения забойного давления над пластовым. Т.е. при репрессии на пласт. В соответствии с требованиями действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности

созданное столбом раствора гидростатическое давление на забое скважины должно превышать проектные пластовые давления на величину не менее:

- 10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м):
- 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

В необходимых случаях проектом может устанавливаться большая плотность раствора, но при этом противодействие на горизонты не должно превышать пластовые давления на 15 кг/см^2 , (1.5 МПа) для скважин глубиной до 1200 м и $25\text{-}30 \text{ кгс/см}^2$ (2.5-3.0 МПа) для более глубоких скважин.

Преимуществом метода вскрытия пластов на репрессии является сравнительная простота его реализации. Т.е. для вскрытия продуктивных горизонтов не требуется никаких специальных технологий или технических средств, для этого достаточно применения стандартного противовыбросового оборудования и успешного регулирования параметров промывочной жидкости.

К недостаткам следует отнести:

- снижение фильтрационно-емкостных свойств пород, слагающих коллектор в прискважинной зоне вследствие проникновения в них дисперсной фазы и дисперсионной среды промывочных жидкостей:

- поглощения промывочных жидкостей под действием перепада давления, действующего со стороны ствола скважины:

- потенциальную опасность возникновения прихватов бурительной колонны вызванных дифференциальным давлением, действующим на стенки скважины против интервалов проницаемых пород:

- снижение механической скорости разрушения горных пород на забое скважины, обусловленное избыточным давлением столба промывочной жидкости.

Поглощение промывочной жидкости объясняется превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение), а его интенсивность – характером объекта поглощения.

Явление поглощения промывочной жидкости обусловлены

соотношениями давлений в скважине и пласте, а также зависит от проницаемости пласта и степени раскрытия трещин.

Поглощение промывочной жидкости в скважинах происходит по ряду факторов и напрямую зависит от пористости, прочности и проницаемости коллектора, пластового давления, количества промывочной жидкости и ее качества.

Количество промывочной жидкости не нарушается в случае нормальных условий бурения и только за счет естественных потерь и фильтрации воды из раствора ее количество может уменьшаться.

При условии превышения гидростатического давления над пластовым раствор преодолевает местные гидравлические сопротивления и проникает в трещины, каналы и поры горны пород. При снижении давления в скважине относительно пластового давления возможен переток флюида из пласта в скважину и это, в свою очередь, приведет к нефтеводопроявлениям. По этой причине оба явления – поглощение и проявления – зачастую встречаются в одной и той же скважине.

Поглощение раствора в пласт может произойти при условии превышения удельного веса раствора над относительным давлением, а в случае значительного превышения возможна потеря циркуляции. При этом ствол скважины может быть подвержен обвалам и осыпям вышележащих пород вследствие снижения уровня промывочной жидкости в скважине.

Полагаясь на утверждения Г. А. Ситдыкова можно выделить три случая в момент вскрытия продуктивного пласта: $p = p_{пл}$, $p < p_{пл}$ и $p > p_{пл}$. Идеальные условия соблюдаются при первом случае, поэтому не будет наблюдаться никаких изменений. В случае превышения пластового давления над гидростатическим, как во втором случае будет увеличиваться выход жидкости из скважины вследствие перетока жидкости из пласта. В случае, когда гидростатическое давление преобладает над пластовым происходит поглощение промывочной жидкости.

Гидравлические сопротивления в скважине увеличиваются за счет

уменьшения кольцевого зазора, роста глубины бурения, увеличения количества закачиваемой промывочной жидкости и возрастанием ее удельного веса, вязкости и структурных свойств.

При подъеме бурильных труб сальники, образованные на замках, приводят к поршневанию скважины, что, в свою очередь, приводит к нефтеводопроявлениям. Поэтому в таких случаях следует устанавливать средства автоматического долива скважины с обязательной регистрацией объема, поступающей в нее жидкости.

В бурение с контролем давления используется не просто раствор, а азот, для насыщения раствора газом, для его облегчения.

Далее рассмотрим процедуру вызова циркуляции раствора по регламенту:

1. Произвести сборку КНБК, спустить инструмент до глубины на одну свечу выше башмака обсадной колонны.

2. Провести инструктаж по ТБ и планируемым работам относительно возобновления циркуляции.

3. Демонтировать под роторную юбку, затем установить подшипниковый узел согласно процедуре. Установить первый NRV (обратный клапан) в колонну бурильных труб, после чего определить текущий уровень промывочной жидкости в растворе с помощью эхо метра.

4. Произвести СПО КНБК в открытый ствол (возобновление циркуляции с КНБК, находящейся в обсадной колонне, может привести к повреждению её элементов). Перенаправить поток из скважины на линию с оборудованием MPD, зафиксировать объём бурового раствора в емкостях и приступить к подаче мультифазной жидкости согласно процедуре, описанной ниже.

5. Начать подачу азота, постепенно повышая производительность до достижения 50% от давления на стояке (при этом ведущая бурильная труба или квадрат должны находиться в верхнем положении).

6. Запустить буровой, постепенно выходя на режим до достижения XXX л/с и продолжить закачку смеси бурового раствора с азотом до получения жидкости на поверхности (циркуляции).

7. Соотношение бурового раствора и азота будет регулироваться согласно состоянию (параметрам) скважины и инструкциям инженера MPD. Изменение соотношения выполняется ступенчато. Инженер по растворам будет вовлечен в процесс, чтобы управлять выходом бурового раствора. Необходимо постоянно отслеживать общий уровень в емкостях.

8. После получения стабильного выхода раствора на поверхности, необходимо промывку до выравнивания параметров промывочной жидкости.

9. После стабилизации системы необходимо зафиксировать следующие параметры: давление на манифольде, давление на линии подачи газа, давление в затрубье, крутящий момент, вес на крюке, вес инструмента на майна через уплотнительный элемент, вес инструмента на вира через уплотнительный элемент, общий уровень в емкостях.

10. Продолжить спуск инструмента через подшипниковый узел. После спуска долота на забой, возобновить циркуляцию и выровнять параметры бурового раствора, начать бурение.

Процедура наращивания при бурении на равновесии, с контролем давления отличается от бурения на репрессии. При бурении на репрессии операции более просты, чем на равновесии.

Последовательность операций при «наращивании» в бурении с контролем давления по регламенту:

1. После бурения свечи продолжить циркуляцию, расходить инструмент и подняться на 3 метра над забоем.

2. Остановить буровые насосы и продолжить подачу в инструмент азота (1 или 2 минуты в зависимости от расстояния до места установки ближайшего NRV в бурильном инструменте). Когда замещение произведено, остановить подачу азота (открыть задвижку на байпасс на линии подачи азота).

3. Для поддержания постоянного значения забойного давления необходимо набрать требуемое противодействие на дроссельной задвижке MPD, рассчитанное в программном обеспечении.

4. Открыть задвижку на манифольде азотной линии и сравнить давление на стояке через сепаратор.

5. После того как давление на стояке достигло нулевой отметки необходимо убедиться в исправности последнего установленного открытием задвижки для сравнения давления на стояке.

Если возникают какие-либо проблемы в процессе процедуры наращивания, и насосы выключены более 15 минут необходимо следовать процедурам при длительных простоях:

1. Закрыть задвижку для сравнения давления со стояка а также задвижку для проверки давления.

2. Запустить насосы в половину рабочего литража.

3. Открыть задвижку на линии нагнетания азота.

4. Закрыть задвижку на байпасе азотной линии (Подача азота осуществляется в буровой манифольд).

5. Постепенно увеличивать расход на буровых насосах для предотвращения нарушения стабильности ствола скважины.

6. После того как скважина будет стабилизирована (для чего возможно потребуется осуществить промывку скважины до полного выхода забойной пачки), записать все параметры и сравнить их с параметрами до наращивания.

7. Спустить инструмент до забоя и продолжить бурение.

3.3 Оборудование для бурения с контролем давления (DPM)

Многофазное бурение с контролем давления (MPD) – это бурение с использованием раствора, состоящего из смеси газа и жидкости, с постоянным поддержанием давления на забое выше пластового давления. Цель состоит в том, чтобы достичь эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) ниже плотности, достигаемой при 100% столбе жидкости (ЭЦП может быть выше 100% эквивалентной статической плотности (ЭСП) жидкости, но, как правило,

она ниже 100% ЭПЦ жидкости). Поскольку жидкая смесь активна, то невозможно применять общепринятые методы (например, наращивание). Необходимо следовать специальным процедурам.

Бурение с контролем давления возможно только посредством интеграции в единую систему различных технологий, в частности: точный контроль эквивалента плотности циркуляции (ЭПЦ), контроль параметров добываемой и закачиваемой жидкости, выбуренной породы. Для обеспечения безаварийного технологического режима работы необходимо использовать специальное оборудование и подготовленный персонал.

3.4 Основное оборудование, необходимое для бурения методом регулирования давления (на равновесии)

Роторный устьевой герметизатор (RCD), является первичным средством контролирования скважины в ходе бурения методом регулирования давления (на равновесии) с применением азот генерирующей установки и его основной функцией является отведение потока от скважины к дроссельному манифольду с сохранением надежного уплотнения между буровой колонной и скважиной. Роторный устьевой герметизатор (RCD) обеспечивает вращающееся уплотнение между затрубным пространством и атмосферным воздухом во время бурения с управляемым давлением.

Принцип действия данной технологии заключается в использовании улучшенного резинового уплотнителя на бурильной колонне или поверхности ведущей бурильной колонны, что обеспечивает эффективную герметизацию при возможности вертикального перемещения трубы. Уплотнительная втулка располагается внутри вторичного кожуха, что обеспечивает возможность неограниченного вращения буровой трубы с сохранением герметичности.

Корпус роторного устьевого герметизатора устанавливается на верх блока превенторов, присоединяясь к нему посредством нижнего фланца. Все фланцевые соединения выполняются в соответствии со спецификациями стандарта API. Узел подшипников устанавливается в корпусе и фиксируется посредством гидравлического зажима, выполняя функцию герметизации

затрубного пространства. Герметизатор также оснащен двумя самоактивирующимися сальниками, жестко закрепленными в узле подшипника и обеспечивающими уплотнение вокруг бурильной колонны.

Основная выкидная линия, диаметром 150 мм, находится перед штуцерным манифольдом. С помощью дроссельного манифольда с гидравлическим приводом создается переменное ограничение потока, что позволяет регулировать устьевое давление и поддерживать давление на забое в статических и динамических условиях, пошагово понижая или повышая давление, автоматически управляя устьевым давлением, давлениями в напорной трубе, на забое, в затрубном пространстве, а также обеспечивает возможность раннего обнаружения выбросов нефти и поглощений раствора.

В состав дроссельного манифольда так же входит клапан аварийного сброса с регулируемым давлением срабатывания, пробоотборник и измеритель потока (происходит измерение скорости потока, плотности бурового раствора, его температуры и газосодержания).

Газосепаратор используется для выделения из бурового раствора растворенного в нем газа. Газосепаратор устанавливается после дроссельного манифольда. Раствор, выходящий из дроссельного манифольда, либо направляется на буровой газосепаратор, а затем на выбросита, либо идет напрямую на выбросита.

Азотная установка используется для выработки газообразного азота с концентрацией 95% из атмосферного воздуха и подачи его в нагнетательный манифольд для азотирования бурового раствора.

3.5 Заключение

Бурение с контролем давления обладает рядом преимуществ перед традиционной технологией бурения, осуществляемой в условиях 5-10 процентного превышения гидростатического давления промывочной жидкости над пластовым давлением.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Структура и организационные формы работы АО «ССК»

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал АО «ССК». В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отраденский. С января 2017 года начал работу новое подразделение филиал «Ремонта скважин». В связи с переездом Стрежевского филиала из Стрежевого в Новый –Уренгой филиал изменил название и стал Ямальским филиалом. На сегодняшний день в компании восемь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 4000 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%). Бригады и специалисты ССК – многократные призеры конкурсов профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «Русснефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.», Иркутская Нефтяная Компания, ОАО «Новосибирскнефтегаз».

На сегодняшний день в компании восемь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%).

Организационная структура предприятия приведена на рисунке В.1 в приложении В.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

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

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток.

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

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

Основным документом 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 выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [8-10].

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [9]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10].

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

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4.6):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{2420}{83,5} = 29 \text{ м/ч}, \quad (4.6)$$

где H – длина скважины, м; t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (4.7):

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{СПО}} = \frac{2420}{83,5 + 42} = 19,3 \text{ м/ч}, \quad (4.7)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле (4.8):

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{2420 \cdot 720}{391,7} = 4448,3 \text{ м/ст. мес}, \quad (4.8)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

Режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменным часам в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются

согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

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

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 40 суток.

Календарное время бурения 364,65 часов или 15,2 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 247,2 часов или 10,3 суток.

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

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы										
		1			2			3				
Вышкомонтажная	30											
Буровая	15,2											
Испытания	10,3											

4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных

и газовых скважин [11], в части II – на строительные и монтажные работы [12], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [13].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [14] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в таблицах В.2 и В.3 в приложении В.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (52,94), произведение которых на второй квартал 2021 года составляет 74,12 [15, 16].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице В.4 в приложении В.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом. К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением [17].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» [18].

Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты – 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск) [17].

Работник буровой имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [19].

5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [20].

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

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [21].

Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Конструкция регулируемого кресла оператора должна соответствовать требованиям ГОСТ 21889-76 [22]. При необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.3 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 5.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [23].

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Строительство скважины: 1. Эксплуатация бурового оборудования; 2. Механическое бурение; 3. Спускоподъемные операции; 4. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей; 6. Освоение скважины.	– Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе – Повышенный уровень шума – Повышенный уровень вибрации – Недостаточная освещенность рабочей зоны – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования – Электробезопасность – Пожаровзрыво-безопасность – Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	ГОСТ 12.1.005-76 МР 2.2.7.2129-06 ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.4.275-2014 ГОСТ 12.1.029-80 ГОСТ 12.1.012-2004 ГОСТ 12.4.002-97 ГОСТ Р 55710-2013 ГОСТ 12.4.041-2001 ГОСТ Р 55710-2013 Приказ от 12.01.2015 г. №1 РД 10-525-03 ПУЭ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» ПП РФ №316 ГОСТ 12.1.044-84

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат определяется воздействием на организм человека совокупностью температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температурой окружающих поверхностей согласно ГОСТ 12.1.005-76 [24].

Режимы труда и отдыха в холодное время определены МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [25].

Повышенный уровень шума

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования. Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Шум может увеличить риск при действии с другими факторами.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [26] постоянный, эквивалентный производственный шум не должен превышать уровень звука в 85 дБА для данного вида работ. Мероприятия по предотвращению вредного воздействия включают в себя

использование СИЗ (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [27] и коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи, малозумные машины и звукопоглощающие облицовки) согласно ГОСТ 12.1.029-80 [28].

Повышенный уровень вибрации

Вибрация возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Различают общую и локальную вибрацию. А также транспортная, технологическая и транспортно-технологическая. Общая вибрация передаётся через сиденье и пол и считается более вредной, локальная вибрация – через руки. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь.

Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [29]. Для устранения вредного воздействия необходимо использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы) согласно ГОСТ 12.4.002-97 «Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний» [30].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест внутри и снаружи буровой установки характеризуется освещённостью, яркостью и др. Недостаточная освещенность рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, способствует развитию близорукости, сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме. Согласно требованиям ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерения» [31], освещение рабочего места должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному.

На буровой установке используется естественное, искусственное и совмещенное освещение. Нормы освещенности на буровой установке, утверждены приказом от 12.01.2013 г. №101 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП) [4].

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Фактор проявляется при выполнении технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности, приводящих к появлению механических травм.

Мероприятия по предупреждению данного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [4], проведение инструктажей по технике безопасности, расположение оповещающих знаков при ремонтных работах, обеспечение рабочего персонала СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.).

Все механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора. Испытание включает в себя внешний осмотр, статическое и динамическое испытания. В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты, которые также подлежат испытанию. Требования установлены в согласно РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин» [32].

Электробезопасность

Проявление фактора возможно при касании к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Ток производит биологическое, термическое и электролитическое действие, и приводит к ожогам частей тела, потере зрения, нарушению дыхания и повреждению внутренних органов.

Предупреждение поражений электрическим током на объектах включает в себя: применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки, зануления; применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок; проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок в соответствии с требованиями ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [33], «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [34]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением (изоляция, ограждения) знаки и площади безопасности. Допуск к работе в эл. Об. персонала имеющего группу допуска не ниже 3, до 1000 В.

Пожаровзрывоопасность

Опасный фактор возникает вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины (нефть, газ и т.д.), разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления, или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

Взрывы могут возникнуть при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. В результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций, что представляет опасность для человека. В зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

Каждый пожарный щит, согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [35], должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [4]);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд.

Также необходимо исключить вероятность достижения определенным веществами нижнего предела взрываемости согласно ГОСТ 12.1.044-84 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов» [36]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

Данный фактор возникает при вышкомонтажных работах и спускоподъемных операциях и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения. Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [4] и включают в себя: использование верховым рабочим страховочного троса; оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м; установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров – не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

5.4 Экологическая безопасность

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Наибольший вред наносится земельным, лесным и водным ресурсам.

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.

С целью сокращения объемов наработки бурового раствора и уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации,

предусмотрена четырехступенчатая система отчистки бурового раствора от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Шламовый амбар должен быть обвалован: высота обвалования 1 м, ширина по верху – 0,8 м, уклон до 1:2. В целях предупреждения загрязнения грунтовых вод инфильтратом отходов бурения дно и стенки амбара должны быть гидроизолированы. Гидроизоляция может выполняться цементно-глинистой пастой. Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [37].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы» [38].

Для обеспечения охраны недр, в том числе подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин» [39].

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

- обеспечивает охрану недр путем надежной изоляции флюидосодержащих 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 колоннами, а также установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90 [40];

- предотвращает проникновение газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;
- уменьшает степень загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяются следующие технологические решения: глинистая кольматация стенок скважины с образованием прочной низкопроницаемой корки, препятствующей фильтрации раствора в водоносный горизонт; обработка бурового раствора высокомолекулярными соединениями, обеспечивающими снижение фильтрационных свойств промывочной жидкости; ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.5.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

При строительстве скважин существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, как природного, так и техногенного характера. Результаты анализа вероятных ЧС приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является газонефтеводопроявление (далее ГНВП), возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП [4]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое

чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причины возникновения ГНВП при строительстве скважин:

- неправильное планирование проведения работ, которое привело к неверным действиям при создании давления рабочего раствора во время выполнения капитального ремонта;
- снижение уровня жидкости в скважине вследствие поглощения или неверного выполнения спуско-подъемных операций;
- снижение плотности рабочей жидкости во время простоев работы из-за поступления через стенки воды или газа;
- несоблюдение рекомендуемого временного интервала между циклами работ;
- освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды;
- возникновение процессов поглощения жидкости в стволе скважины.

5.5.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [4]:

- не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных геологотехническим нарядом (далее ГТН);
- долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить непрерывный характер;
- цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, что обеспечивает надежную герметизацию устья при борьбе с ГНВП.
- при снижении плотности бурового раствора более чем на $0,02 \text{ г/см}^3$ необходимо принимать немедленные меры по ее восстановлению;
- иметь 2-кратный запас раствора на скважинах при вскрытии зон с возможными ГНВП, продуктивных горизонтов на неразведанных площадях и

объектах, на газовых и газоконденсатных месторождениях и месторождениях с аномально высокими давлениями;

- избегать применения КНБК с малыми зазорами;
- производить подъем БК только после тщательной промывки скважины при создании максимально возможной производительности насосов и при вращении бурильной колонны;

- при возникновении эффекта поршневания необходимо спустить БК ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

- перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, где возможно проявление, под ведущей бурильной трубой устанавливают обратный клапан.

При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [41].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2420 метров на газовом месторождении.

Анализ горно–геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на собственном опыте строительства скважин в данном регионе, а также из твёрдости пород, для бурения выбраны PDC долота для бурения всех интервалов.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ – 950.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-35-178x245 К1, ОП5-280/80x35, АФ6-80/65x35.

Бурение на управляемом давлении позволяет добиться лучшего сохранения фильтрационных свойств призабойной зоны за счет снижения интенсивности фильтрации бурового раствора в поры и каналы. Тщательный контроль давления позволяет бурить скважину с постоянным притоком из пласта без необходимости проведения работ по управлению скважиной при ГНВП (в определенном диапазоне объемов притока).

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

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 использованной литературы

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. – 92 с.
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. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
5. К.М. Тагиров, В.И. Нифантов. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003.
6. К.В. Иогансен. Спутник буровика. – М., Недра, 1990.
7. Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев. Бурение скважин в осложненных условиях. – М., Недра, 1987.
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 28.05.2021).
9. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 28.05.2021).

10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

12. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

13. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

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

15. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 28.05.2021).

16. Письмо госстроя сср от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 28.05.2021).

17. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001).

18. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. № 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

19. Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

20. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».
21. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
22. ГОСТ 21889-76 «Система "человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования».
23. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
24. ГОСТ 12.1.005-76 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
25. МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».
26. ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности».
27. ГОСТ 12.4.275-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний».
28. ГОСТ 12.1.029-80 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация».
29. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования».
30. ГОСТ 12.4.002-97 «Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний».
31. ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерения».
32. РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин».
33. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

34. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 года N 328н об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

35. Постановление правительства Российской Федерации от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

36. ГОСТ 12.1.044-84 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов».

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

38. Постановление правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы».

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

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

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

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 кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	
0	590	Четвертичные+Палеогеновые отложения+ганамская свита +верхнечасельская подсвита	Q—P ₁₋₂	1,40
590	695	Нижнечасельская подсвита	K _{2m} -K _{2k}	1,30
695	731	Кузнецовская свита	K _{2t} -cn	1,30
731	1745	Покурская свита	K _{1a} -al-K _{2s}	1,30
1745	2135	Малохетская свита	K _{1g} -br-a	1,30
2135	2550	Суходудинская свита	K _{1v} -g	1,20

ПРИМЕЧАНИЕ: Значения коэффициента кавернозности используются при расчетах потребности цемента для крепления, химреагентов для обработки бурового раствора и при определении объемов отходов бурения. Коэффициент кавернозности рассчитан по фактическим замерам диаметров соседних скважин.

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Название свиты	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		
Q—P ₁₋₂	0	590	Четвертичные+Палеогеновые отложения+танамская свита +верхнечасельская подсвита	Чередование глин, песков, супесей, суглинков Глины известковистые, кремнистые, прослоями опоковидные, с прослоями мергелей, песчаников и алевролитов, с включениями глауконита
K _{2m} -K _{2k}	590	695	Нижнечасельская подсвита	Переслаивание глин, песчаников, алевролитов, включения зёрен глауконита.
K _{2t} -cn	695	731	Кузнецовская свита	Неравномерное переслаивание пропластков, пластов и пачек песчаников, глин и алевролитов
K _{1a} -al-K _{2s}	731	1745	Покурская свита	Чередование песчаных пластов с глинистыми пачками, сложенными аржиллитами и алевролитами
K _{1g} -br-a	1745	2135	Малохетская свита	Чередование песчаных пластов с малопротяженными глинистыми пачками, сложенными аржиллитами и алевролитами
K _{1v} -g	2135	2550	Суходудинская свита	Переслаивание песчаников, глинистых и карбонатных алевролитов и глин

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Сплошность породы	Категория твердости (твердость кгс/см ²)	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга Ех10 ⁻⁴ МПа
	от	до												
Q - P1-2	0	590	торфяники пески, супеси, суглинки, глины	1,92- 1,98	-	-	20- 80	0-2	-	-	II-III	мерзлые до 400 м, мягкие	-	-
K2m-K2k	590	695	аргилиты, глинистые алевролиты, опоки	1,92- 1,94	-	-	90	1-2	-	20-75	II-IV	мягкие	-	-
K2t-cn	695	731	глины, глинистые алевролиты, опоки	1,92- 1,94	-	-	90	1-2	-	29-184	IV- VIII	мягкие, средние	-	-
K1a-al- K2s	731	1745	глина, песчаник, алевролиты	1,97- 2,08	-	-	30	1-5	-	29-184	IV- VIII	мягкие, средние	-	-
K1g-br-a	1745	2135	песчаники, аргелиты, алевролиты	1,97- 2,08	-	-	30	1-5	-	29-184	IV- VIII	мягкие, средние	-	-
K1v-g	2135	2550	глины, аргелиты, алевролиты	1,97- 2,08	-	-	30	1-5	-	14-234	IV, VI-IX	средние, твердые	-	-

Таблица А.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетне мерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие: да, нет			
	от (верх)	до (низ)			избыт. льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных вод)	пропластков газогидратов
Q-P ₁₋₂	0	80	основной	50-60	да	да	нет	нет
	80	400	реликтовый	20-30	нет	нет	нет	нет

Таблица А.5 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость	Химический состав воды в мг/л						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ⁻⁴	HCO ⁻³	Na ⁺⁺ (K)	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
ГС	731	834	Поровый	1006	0,9-10	-	5775	27,6	281	5884	15	150	12,8	ГКН,	нет
ПК ₁₋₃	869	961	Поровый	1011	1-145	-	8074	26,3	69	5246	74,3	257,5	10,7-16,2	ГКН, ХК	нет
ПК _{15-ПК₂₂}	1416	1745	Поровый	998-1006	1-145	-	2757-5909	0,3-66,66	69,6-180	2389-3880	17,3-29,1	36,5-511,7	4,9-10	ГКН, ХК	нет
МХ ₁₋₉	1802	2135	Поровый	1002-1005	1,18-80,7	-	1695-4410	0,003-6,4	8,1-132	1472-3356	12-20	9,5-4196	5,8-9,8	ГКН, ХК	нет
БУ ₆₋₁₄	2145	2550	Поровый	998-1001	0,14-93,6	-	745-4305	4,4-258	15,5-3416	1461-2726	1,7-38,6	18-143	3,1-9,5	ГКН, ХК	нет

Таблица А.6 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
Q-P ₁₋₂ -K _{1V} -g	400	2550	3	-	Нет	-	-	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО

Таблица А.7 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применяющиеся ранее			Мероприятия по ликвидации последствий осложнения
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м ³	причины возникновения осложнения	
Q-P ₁₋₂ -K _{1V} -g	0	2550	пресный глинистый	1,16-1,14	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодавление столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурового инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины.	Поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими химреагентами, недопущение сальникообразований и подъема бурового инструмента с поршневанием, контроль за объемом долива скважины во время простоев и СПО, недопущение длительных простоев необсаженного ствола скважины, проработка ствола скважины.

Таблица А.8 – Нефтеводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
К ₂ kuz (ГС ₁)	731	755	Газ	-	-	-	Снижение давления в скважине ниже гидростатического. Пренебрежение к постоянному доливу во время подъема инструмента. Несоблюдение параметров бурового раствора.	Перелив раствора на устье, увеличение водоотдачи бурового раствора, снижение плотности бурового раствора, увеличение объема раствора в приемных емкостях
К ₁ (МХ ₁)	1740	1745	Газ	-	-	-		
К ₁ (МХ ₈₋₉)	1995	2013	Газ	-	-	-		
К ₁ (БУ ₆₋₃)	2110	2120	Газ	-	-	-		
К ₁ (МХ ₁)	1745	1765	Нефть	-	897	897		
К ₁ (МХ ₈₋₉)	2013	2030	Нефть	-	897	897		
К ₁ (БУ ₆₋₃)	2120	2140	Нефть	-	810	810		
К ₁ (БУ ₁₃₋₁)	2385	2395	Нефть	-	787	787		
ГС	731	834	Вода	-	1006	1006		
ПК ₁₋₃	869	961	Вода	-	1011	1011		
ПК _{15-ПК22}	1416	1745	Вода	-	998-1006	998-1006		
МХ ₁₋₉	1802	2135	Вода	-	1002-1005	1002-1005		
БУ ₆₋₁₄	2145	2550	Вода	-	998-1001	998-1001		

Таблица А.9 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Вертикальные относительно устья координаты интервала выделенного вида осложнения, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q-P ₁₋₂	0	400	Деформация обсадных колонн	Влияние зоны ММП при длительных перерывах в строительстве скважины Для предупреждения осложнения необходимо качественное цементирование интервала ММП, отсутствие перерывов более 5-7 сут. при строительстве скважины, периодическое прокачивание бурового раствора при длительных простоях
Q-P ₁₋₂ - J ₂ bt	400	2550	Затяжки, посадки бурильного инструмента	Не оставлять инструмент без движения в свежепробуренном интервале более 5-10 мин., проработка интервалов осложнений
Примечание: В случае посадок инструмента при спуске бурильной колонны, проработать места сужений ствола скважины со скоростью не более 100 м/час.				

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-90 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	90	БИТ 393,7 В 619 ТСР	250	0,65
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 390 МС	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 Д	1912	61
		Σ	8187	90

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (90-1070 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
90	1070	БИТ 295,3 ВТ 616 Н	90	0,42
		КЛС 295 М	114	0,9
		ДРУ-240РС	2362	9,754
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	93	0,517
		КЛС 295 М	114	0,9
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	2808	18
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Д	31628,64	1013
		Σ	39896,64	1070

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1070-2350 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1070	2350	БИТ 220,7 В 613 УН.30	55	0,39
		КП 220 СТ	58	0,4
		ДРУ2-172РС	1267	9,14
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переводник П-171/152	87	0,521
		КП 220 СТ	58	0,4
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	3852	18
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Д	71612,87	2294
		Σ	79477	2350

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под хвостовик (2350-2420 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2350	2420	БИТ 155,6 В 713 У	28	0,32
		КС-155,6 СТК	29	0,35
		Переводник М-88/101	30	0,457
		УБТС2-120	2889,25	45,5
		Переводник П-101/127	30	0,457
		Ясс SJ-120	320	5,5
		Переводник П-127/101	55	0,39
		УБТС2-120	2889,25	45,5
		Переводник П-101/127	55	0,39
		ПН-89х9,35 Д	48929,55	2321
		Σ	55255	2420

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2120-2140 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2120	2140	БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	23	0,2
		СК1-172/100РС	1346	22,2
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-178	2808	18
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Д	65517	2099
		Σ	69797	2140

Таблица Б.6 – КНБК для отбора керна (2385-2395 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2385	2395	БИТ 155,6/67 В 913 О	18	0,2
		СК-121/66,7 «СИБИРЬ».2/9	745	21,1
		Переводник П-102/101	40	0,5
		УБТС2-120	2063,75	32,5
		Переводник П-101/127	63	0,527
		ПН-89х9,35 Д	49331	2340
Σ			52261	2395

Таблица Б.7 – 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	90	90	323,9	-	1,4	15,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 11,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 60,3
Объем раствора к приготовлению:						V_{бр} = 72,9
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					
90	1070	980	295,3	303,9	1,2	93,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 3,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 67,0
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 4,1
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 138,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 213,1
Объем раствора к приготовлению:						V₃ = 251,2
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
1070	2350	1280	220,7	224,5	1,2	101,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 42,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 7,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 207,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 257,8
Объем раствора к приготовлению:						V₃ = 303,3
Хвостовик 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					
2350	2420	70	155,6	200,7	1,2	47,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,0
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 1,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 5,0
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 100,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 106,5
Объем раствора к приготовлению:						V₃ = 49,4

Таблица Б.8 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустик	Поддержание pH	25	72,9	2,9	251,2	10,0	303,3	12,1	49,4	2,0	676,8	28
Глина ПММБ	Структурообразователь	1000	4373,9	4,4	3014,1	3,0		0,0		0,0	7388,0	8
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	72,9	2,9	251,2	10,0	303,3	12,1	49,4	2,0	676,8	28
ФХЛС	Понизитель вязкости	25	72,9	2,9							72,9	3
ПАС HV	Понизитель фильтрации (высоковязкий)	25			100,5	4,0	606,7	24,3	98,8	4,0	806,0	33
ПАВ	Пеногаситель	172			251,2	1,5					251,2	2
ПАС-LV	Стабилизатор-регулятор	25			30,1	1,2	36,4	1,5	5,9	0,2	72,5	3
REOLUD	Смазочная добавка	172			1255,9	7,3					1255,9	8
Барит	Утяжелитель	1000					28769,0	28,8	12494,3	12,5	41263,3	42
DUOVIS	Структурообразователь биополемерный	25					910,0	36,4	148,2	5,9	1058,3	43
Potassium chloride	Ингибитор	1000					15167,4	15,2	2470,8	2,5	17638,1	18
X-lube	Смазочная добавка	172					1213,4	7,1	197,7	1,1	1411,0	9

Приложение В

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

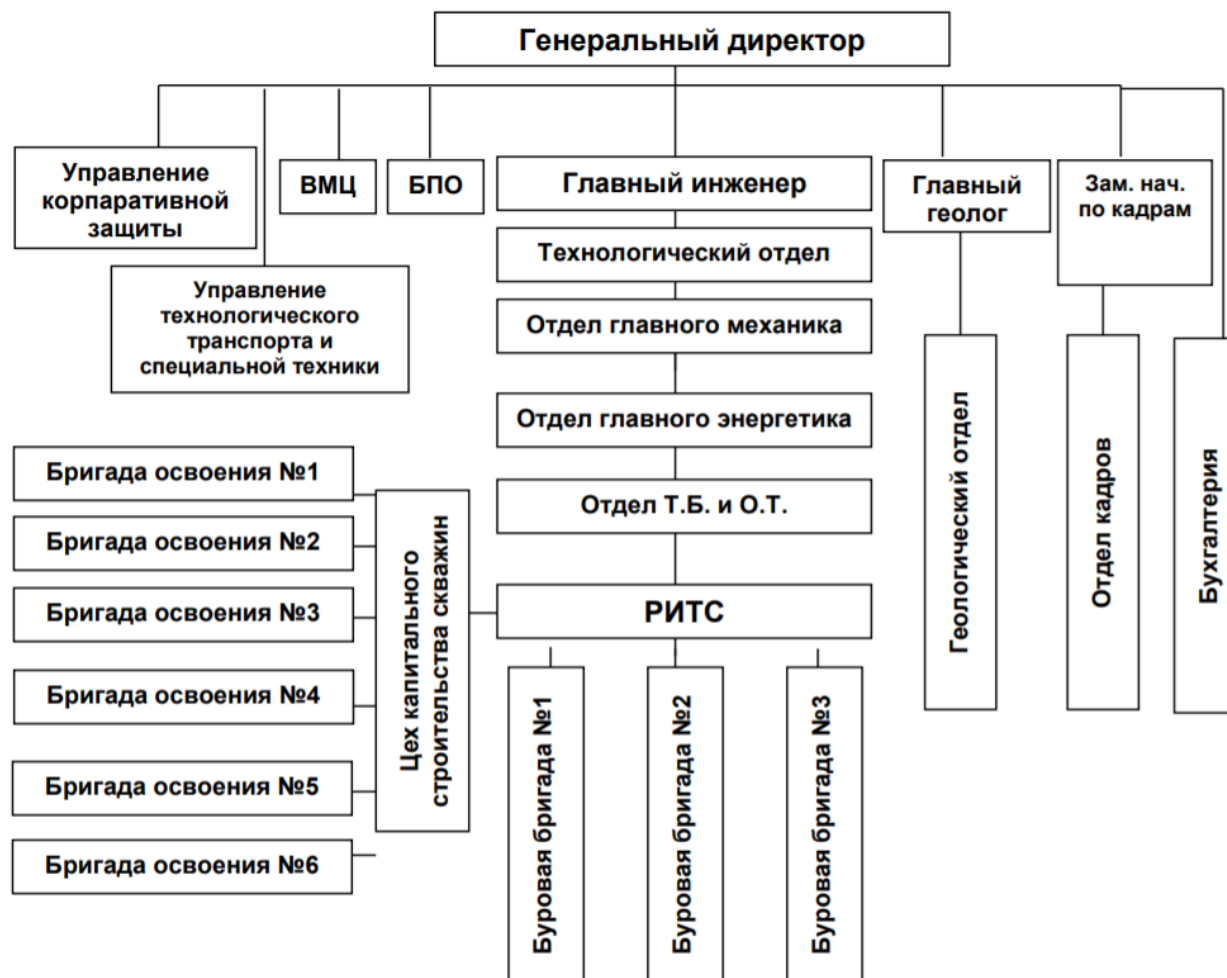


Рисунок В.1 – Организационная структура АО «ССК»

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	БИТ 393,7 В 619 ТСП	0	90	1500	0,017	90	0,06	1,53	0,13	1,66
Промывка (ЕНВ)										0,06
Нарращивание (ЕНВ)										0,80
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										11,78
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										15,66
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,78
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										16,54
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 616 Н	90	1070	6000	0,025	980	0,16	24,5	3,04	27,54
Промывка (ЕНВ)										0,41
Нарращивание (ЕНВ)										3,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										41,67
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										78,40
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,92

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										82,82
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 В 613 УН.30	1070	2120	4500	0,038	1050	0,23	39,9	5,45	45,35
Привязочный каротаж										1,67
Отбор керна	БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	2120	2140	300	0,2	20	0,07	4	5,52	9,52
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 В 613 УН.30	2140	2350	4500	0,038	210	0,05	7,98	6,59	14,57
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,62
Нарращивание (ЕНВ)										9,48
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										50,07
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										148,85
Ремонтные работы (ЕНВ)										7,44
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										157,29
Бурение под хвостовик	БИТ 155,6 В 713 У	2350	2385	4500	0,06	35	0,01	2,1	6,99	9,09
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 155,6/67 В 913 О	2385	2395	300	0,2	10	0,03	2	7,09	9,09
Бурение под хвостовик	БИТ 155,6 В 713 У	2395	2420	4500	0,06	25	0,01	1,5	7,19	8,69
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,73
Нарращивание (ЕНВ)										4,52
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										31,38
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										118,87
Ремонтные работы (ЕНВ)										9,51
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										135,05
Итого по колоннам:										391,70

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик		
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Затраты зависящие от времени													
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6									
Социальные отчисления, 30,4%				157,0									
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	27,4	1,7	236,9	4,5	617,4	4,3	596,9	
Социальные отчисления, 30,4%						8,3		72,0		187,7		181,5	
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4									
Социальные отчисления, 30,4%				14,1									
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,9	1,7	24,7	4,5	64,3	4,3	62,2	
Социальные отчисления, 30,4%						0,9		7,5		19,6		18,9	
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	50,2	1,7	433,5	4,5	1129,6	4,3	1092	
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	284,3	1,7	2456,6	4,5	6401,9	4,3	6190	
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,7	385,0	4,5	1003,4	4,2	951,5	
Прокат ВЗД	сут	92,66					1,7	158,8	4,5	414,0	4,2	392,5	
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,7	15,3	4,5	39,8	4,3	38,4	
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54				0,3	2,0	1,7	12,9	4,5	33,7	4,3	32,6
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48				0,3	40,4	1,7	256,3	4,5	667,8	4,3	645,7
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	6,7	1,7	58,1	4,5	151,5	4,3	146,5	
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	19,9	1,7	172,1	4,5	448,5	4,3	433,7	
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,7	9,5	4,5	24,7	4,3	23,9	
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	33,6	1,7	290,2	0,3	53,9	4,3	731,3	

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Каустик	т	4,59			0,1	0,3	0,3	1,2	0,3	1,4	0,0	0,2
Глина ПММБ	т	6,08			4,4	26,6	3,0	18,3				
Кальцинированная сода	т	20,41			0,1	1,5	0,3	5,1	0,3	6,2	0,0	1,0
ФХЛС	т	45,67			0,1	3,3						
ПАЦ HV	т	452,75					0,1	45,5	0,6	274,7	0,1	44,7
Комплексный ПАВ	т	585,96					0,3	147,2				
ПАЦ LV	т	408,26					0,0	12,3	0,0	14,9	0,0	2,4
REOLUD	т	15,93					1,3	20,0				
Барит	т	15,24							28,8	438,4	12,5	190,4
DUOVIS	т	895,67							0,9	815,1	0,1	132,7
Potassium chloride	т	36,57							15,2	554,7	2,5	90,4
X-lube	т	20,37							1,2	24,7	0,2	4,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			8749,8		480,4		4589,4		11257,7		11537,7	
Затраты, зависящие от объема работ												
БИТ 393,7 В 619 ТСР	шт	2069,5			0,1	124,2						
БИТ 295,3 ВТ 616 Н	шт	1994,5					0,2	325,8				
БИТ 220,7 В 613 УН.30	шт	4458,6							0,3	1248,4		
БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	шт	5943,5							0,1	396,2		
БИТ 155,6 В 713 У	шт	5254,6									0,01	70,1
БИТ 155,6/67 В 913 О	шт	7552,1									0,03	251,7
Калибратор КЛС 390 МС	шт	565,38			0,2	113,1						
Калибратор КЛС 295 М	шт	415,54					0,2	67,9				
КП 220 СТ	шт	288,21							0,3	80,7		
КС-155,6 СТК	шт	198,33									0,01	2,6
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		237,246		393,6399		1725,3		324,4	
Итого по колоннам, руб			8749,752		717,6855		4983,082		12983,0		11862,1	
Всего по сметному расчету, руб							75910,7					

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	63,4	1,7	224,3	2,1	269,5	1,3	168,9
Социальные отчисления, 30,4%				19,3		68,2		81,9		51,3
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,7	1,7	20,1	2,1	24,2	1,3	15,2
Социальные отчисления, 30,4%				1,7		6,1		7,4		4,6
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,7	1,7	13,1	2,1	15,7	1,3	9,9
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	124,1	1,7	439,1	2,1	527,6	1,3	330,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	703,3	1,7	2488,2	2,1	2989,8	1,3	1873,5
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	68,2	1,7	241,2	2,1	289,8	1,3	181,6
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,4	1,7	15,5	2,1	18,6	1,3	11,6
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	83,1	1,7	293,9	2,1	353,2	1,3	221,3
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	9,0	1,7	31,9	2,1	38,4	1,3	24,1
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	16,6	1,7	58,9	2,1	70,8	1,3	44,3
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2
Башмак колонный БК-339	шт	74,77	1,0	74,8						
Башмак колонный БК-245	шт	56,93			1,0	56,9				
Башмак колонный БК-178	шт	80,7					1,0	80,7		
Башмак колонный БК-127	шт	42,3							1,0	42,3
Центратор ЦПЦ-324/394	шт	34,6	4,0	138,4						
Центратор ЦПЦ-245/295	шт	19,4			24,0	465,6				
Центратор ЦПЦ-178/221	шт	16,5					48,0	792,0		
Центратор ЦПЦ-127/156	шт	12,8							73,0	934,4
ЦОКД-339	шт	113,1	1,0	113,1						
ЦКОД-245	шт	105			1,0	105,0				

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦКОД-178	шт	101					1,0	101,0		
ЦКОД-127	шт	96							1,0	96,0
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	59,15	1,0	59,2						
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	30,12			1,0	30,1				
Продавочная пробка ППЦ-126-178	шт	21,5					1,0	21,5		
Продавочная пробка ППЦ-126-178	шт	15,6							1,0	15,6
Головка цементирующая ГЦУ-339	шт	2550	1,0	2550,0						
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	2360			1,0	2360,0				
Головка цементирующая ГЦУ-178	шт	1936					1,0	1936,0		
Головка цементирующая ГЦУ-127	шт	1753							1,0	1753,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4103,6		7065,9		7774,0		5942,4	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 339x9,5 Д	м	28,53	90,0	2567,7						
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	19,8			1070,0	21186				
Обсадные трубы 178x11,5, 178x8,1 Д	м	13,1					2350,0	30785,0		
Обсадные трубы 127x7,5 Д	м	15,9							320,0	5088,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	1,9	51,0	38,6	1036,0				
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100	т	29,95					21,9	655,9	3,9	116,8
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-IIIоб(5)-100	т	32					15,3	489,6	16,8	537,6
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			3198,6		23614,14		34287,55		8087,55	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб						69187,9				
Всего по сметному расчету, руб						94073,8				

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	169 320	12 549 316,97
	Итого по главе 1	169 320	12 549 316,97
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	75 723	5 612 285,87
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	841 290,72
	Итого по главе 2	87 074	6 453 576,58
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	75 911	5 626 198,95
3.2	Крепление скважины	94 074	6 972 370,10
	Итого по главе 3	169 984	12 598 569,05
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	9 501	704 157,17
	Итого по главе 4	9 501	704 157,17
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	19 743	1 463 299,89
	Итого по главе 5	19 743	1 463 299,89
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	13 845	1 026 156,25
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 026	76 011,57
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 406 546,52
	Итого по главе 6	47 341	3 508 714,35
	ИТОГО прямых затрат	502 963	37 277 634,01
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	100 593	7 455 526,80
	Итого по главе 7	100 593	7 455 526,80
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	48 284	3 578 652,87
	Итого по главе 8	48 284	3 578 652,87
	ИТОГО по главам 1-8	651 841	48 311 813,68

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	159 701	11 836 394,35
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	28 681	2 125 719,80
9.3	Северные надбавки 2,98%	19 425	1 439 692,05
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	8 700 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	2 870 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	12 800,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	17 400,00
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600,00
9.11	Перевозка вахт	-	112 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	28 440,00
	Итого прочих работ и затрат	207 807	32 124 346,20
	ИТОГО по гл 1-9	859 647	80 436 159,88
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 304	96 623,63
	Итого по главе 10	1 304	96 623,63
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	43 048	3 827 874,18
	Итого по главе 12	43 048	3 827 874,18
ИТОГО		1 028 247	903 999
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			84 360 657,68
НДС			15 184 918,38
ВСЕГО с учетом НДС			99 545 576,07