TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ (ПЛАСТЫ ГРУППЫ Ю) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ, НЕФТЕЮГАНСКИЙ РАЙОН)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Кади Мохамед Тахар		12.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		16.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		14.06.2020

По разделу «Социальная ответственность

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	–		14.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	–		19.06.2020

Томск – 2020г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
Р6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
Р10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа природных ресурсов
Бурение нефтяных и газовых скважин
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ 11.02.2020 Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Кади Мохамед Тахар

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины (пласты группы Ю) на нефтяном месторождении (Тюменская область, Нефтеюганский район)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*	1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: пласты группы Ю 4. Объект испытания в процессе бурения: пласты группы Ю 5. Данные по профилю: вертикальный тип профиля 6. Глубина спуска эксплуатационной колонны и хвостовика: выбрать 7. Диаметр эксплуатационной колонны и хвостовика: выбрать 8. Способ цементирования: по расчету 9. Способ перфорации: кумулятивный 10. Минимальный уровень жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения 11. Способ вызова притока: струйными насосами

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы *(с указанием разделов)*	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Т.Г., к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина М. С., ассистент отделения общетехнических дисциплин

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2020

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Кади Мохамед Тахар		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования: Бакалавриат
Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019 /2020учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Общая и геологическая часть	5
	2. Технологическая часть	40
	3. Прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн (реактивные, моторизированные)	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.	11.02.2020	

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	–	11.02.2020	

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Кади Мохамед Тахар

Инженерная школа	Природных ресурсов	**Отделение**	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Нормы и нормативы расходования ресурсов Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы; 4. Налоговый кодекс РФ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРР
2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРР	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРР	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		11.02.200

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Кади Мохамед Тахар		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Кади Мохамед Тахар

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины (пласты группы Ю) на нефтяном месторождении (Тюменская область, Нефтеюганский район)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	строительства разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. - статья 147 Трудового Кодекса РФ глава 47 настоящего кодекса. - - правила безопасности при геологоразведочных работах
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - пожаровзрывобезопасность
3. Экологическая безопасность:	- К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техник - Гидросфера: поступление бурового раствора в близко лежащие водяные

	пласты и тем самым так же произойдёт загрязнение питьевой воды - Литосфера: загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	возможные ЧС -лесные пожары; -газонефтеводопроявления (ГНВП); -взрывы ГСМ; -разрушение буровой установки; наиболее типичная ЧС является газонефтеводопроявления (ГНВП)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020

Задание выдал консультант:

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
2Б6В	Кади Мохамед Тахар		11.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 132 страниц, 39 таблицы, 20 рисунков, 37 литературных источников, 3 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, комбинированная эксплуатационная колонна, горизонтальный участок ствола, газ.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Нефтеюганского района Тюменской области.

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

В специальной части проекта рассмотрены прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн (реактивные, моторизированные)

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство разведочной вертикальной скважины. Данная работа включает в себя решение многих вопросов в основных сферах проектирования скважины, а это, технологической, социальной и экономической.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Определения и сокращения

Применяли в данной работе следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

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

Газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствораи открытого фонтанирования.

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

СПО - спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

БУ – буровая установка;

ПВО - противовыбросовое оборудование

ГНВП – газонефтеводопроявление

ПРИ – породоразрущающий инструмент;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия

БКП – башмак колонный

КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементировочная

ЦКОД – центральный клапан обратного действия; ;

ГЦУ – головка цементировочная универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементировочная.

Оглавление

Введение 14
1 Общая и геологическая часть 15
1.1 Геологические условия бурения скважины 15
1.2 Характеристика газонефтеводоностности месторождения 15
1.3 Зоны возможных осложнений 18
2 Технологическая часть 19
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины 19
2.2 Обоснование конструкции скважины 19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений 19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 21
2.2.4 Выбор интервалов цементирования 22
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 22
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн 23
2.3 Проектирование процессов углубления 24
2.3.1 Выбор способа бурения 24
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента 25
2.3.3 Расчет частоты вращения долота 26
2.3.4 Расчет частоты вращения долота 27
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора 28
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя 31
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны 32
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 36
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины 41
2.3.9.1 Технические средства и режимы бурения при отборе керна 45
2.4 Проектирование процессов закачивания скважин 45
2.4.1 расчет обсадных колонн на прочность 45
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн 53
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 54
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины 60

2.5 Выбор буровой установки 63
3 Прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн (реактивные, моторизированные) 65
3.1 Прорабатывающие башмаки характеристики, применение. Реактивные прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн 65
3.2 Прорабатывающие башмаки с силовым приводом 74
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 80
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия 80
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины 82
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины . 82
4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения 83
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ 84
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО) 85
5 Социальная ответственность 86
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 86
5.2 Производственная безопасность 87
5.2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов и 88
Обоснование мероприятий по снижению воздействия 88
5.3 Экологическая безопасность 92
5.3.1 Влияние на атмосферу 92
5.3.2 Влияние на гидросферу 92
5.3.3 Влияние на литосферу 93
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 93
Список использованной литературы 99
Приложение А 103
Приложение Б 108
Приложение В 121

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ являются решающим фактором технического прогресса, относятся к предметам экспорта. Следовательно, нефтегазовый сектор - один из основных в российской экономике, который играет значительную роль в доходах государственного бюджета и торгового баланса России. Более того, нефть и газ применяются в производстве разных материалов.

Строительство скважины является основным этапом в процессе добычи нефти и газа. Именно от качества скважины зависит то, сколько в конечном итоге будет возможно добыть нефти или газа из недр. При бурении необходимо обеспечить качественное и наиболее целесообразное проектирование техники и технологий строительства скважины, соответствие фактического профиля скважины проектному, качественное вскрытие продуктивного пласта, отсутствие аварий и осложнений, качественное цементирование ствола скважины.

В настоящее время, проблема повышения темпов буровых работ – одна из самых распространённых в этой сфере, поэтому в данном проекте рассмотрены технические решения, которые используются для качественного строительства с высоким технико-экономическим показателем. Более того, высокая продуктивность и долговечность скважины обеспечены за счет конструкции скважины и технологии проводки.

В данной работе представлено технологическое решение для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3220 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины, обоснование, выбор и расчет конструкции, а также закачивание разведочной вертикальной скважины.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

Проектный стратиграфический разрез и литологическая характеристика разреза представлены в таблицах А.1, А.2, приложения А.

Физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины представлен в таблице А.3

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты				Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового давления, МПа/м	давления гидроразрыва, МПа/м	порового давления МПа/м	горного давления МПа/м	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	6
50	120	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	7
120	180	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	9
180	270	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	12
270	450	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	18
450	670	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	27
670	810	0,0100	0,0165	0,0100	0,0220	35
810	875	0,0100	0,0165	0,0100	0,0220	38
875	1060	0,0100	0,0165	0,0100	0,0226	47
1060	1097	0,0100	0,0165	0,0100	0,0226	49
1097	1380	0,0100	0,0165	0,0100	0,0228	55
1380	1670	0,0100	0,0165	0,0100	0,0232	64
1670	1970	0,0102	0,0168	0,0100	0,0232	75
1970	2020	0,0102	0,0168	0,0100	0,0234	76
2020	2777	0,0102	0,0168	0,0100	0,0237	86
2777	2800	0,0125	0,0168	0,0130	0,0238	108
2800	2820	0,0125	0,0182	0,0125	0,0239	108
2820	3140	0,0125	0,0182	0,0125	0,0241	118
3140	3210	0,0125	0,0182	0,0125	0,0242	120
3210	3220	0,0125	0,0182	0,0125	0,0242	120

1.2 Характеристика газонефтеводоностности месторождения

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах 2-3.

Таблица 2 - Нефтегазоносность

Индекс пласта	Интервал, м		Тип флюида	Плотность, кг/м3	Относительная плот-ность газа по воздуху	Подвижность, Да / сПз	Содер-жание серы / парафина, %	Дебит, т/сут.	Тпл, ° С	Газовый фактор, м3/т	Пласто-вое давле-ние, МПа	Коэф-фициент аномаль-ности пластового давления	Давление насыщения нефти газом, МПа
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
АС7	2398	2452	нефть	809	-	до 1,15	0,48/2,30	50	86	33	24,0	1,02	7,8
ЮС2	2820	2845	нефть	759	-	до 1,5	0,63/1,8	50	108	104	34,6	1,25	10
ЮС4	2860	2890	нефть	759	-	до 0,7	0,46/1,3	60	111	104	35,1	1,25	6,34
ЮС10	3180	3220	нефть	670	-	до 12,5	0,09/1,2	100	120	188	38,5	1,25	17,3

Таблица 3 - Водоносность

Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м^3	Дебит, м^3/сут	Тип воды по составу	Минерализация общая, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8
Палеоген-четвертичный водоносный комплекс							
0	280	поровый	1000	до 400	Хлоридно-натриевый	0,1-0,35	да
Альб-сеноманский водоносный комплекс							
1120	1620	поровый	1005	до 100	Хлоридно-кальциевый	6,5-11,4	нет

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
Аптский водоносный комплекс							
1680	1980	поровый	1007	до 200	Хлоридно-натриевый, гидрокарбонатно-натриевый	7,2-14,5	нет
Неокомский водоносный комплекс							
2090	2200	поровый	1007	до 200	Хлоридно-кальциевый	9,7-12,3	нет
Юрский водоносный комплекс							
2990	3100	поровый	1004	до 100	Гидрокарбонатно-натриевый	7,3-15,0	нет

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.4 приложения А.

Самыми распространенными осложнениями являются осыпи и обвалы. Поэтому необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую водоотдачу. Также по всему разрезу присутствуют прихватоопасные зоны. Для предупреждения прихватов необходимо вводить в буровой раствор смазочные добавки, поддерживать вязкость и СНС на минимально допустимом уровне.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Для вертикальных и наклонно-направленных скважинах, где предусмотрены работы по перфорации скважины или испытания пласта в закрытом стволе, необходимо проектировать забой закрытого типа. Данный способ закачивания позволяет добиться качественного крепления стенок скважины, избежать заколонных перетоков, является наиболее экономичным и менее трудозатратным.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород и пластовых давлений.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

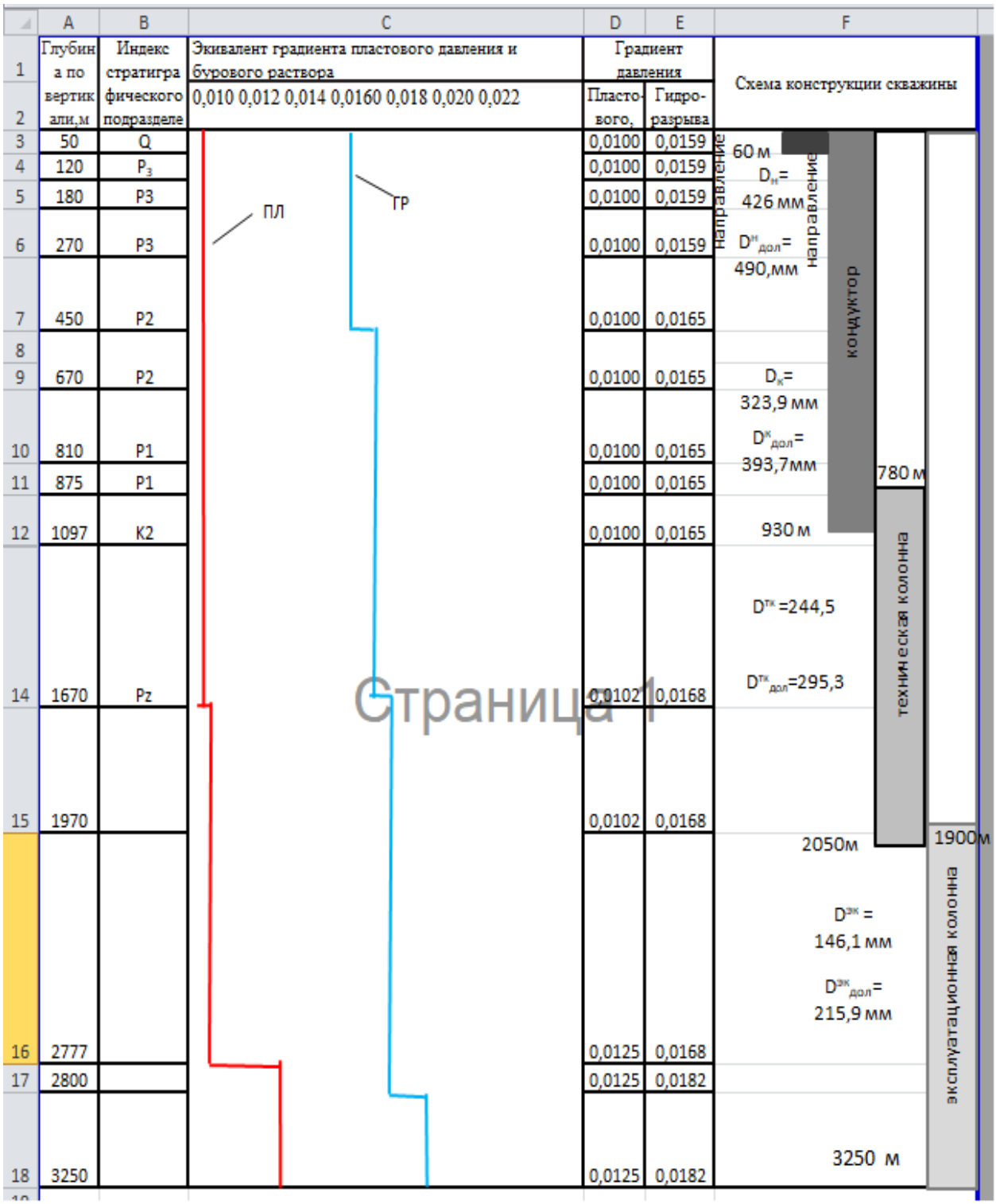

Рисунок 1 – график Совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Анализ графика позволяет заключить, что несовместимые по условия бурения интервалы в данном разрезе отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Для обеспечения циркуляции бурового раствора с помощью вертикальных шламовых насосов, в процессе бурения интервалов под направление и кондуктор необходимо предусмотреть раскопку шахты (стандартный размер 2x2x1,5) с установкой в него металлического короба (деревянной опалубки).

Мощность четвертичных отложений составляет 40 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 60 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Расчетное значение глубины спуска кондуктора составляет 2050 м, но выбирается глубина 930 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также с учетом осыпей и обвалов стенок скважины, прихватоопасной зоны и проницаемого горизонта, склонного к поглощениям раствора и для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Поскольку расчётная глубина спуска кондуктора слишком большая, проектируется спуск технической колонны на глубину 2050.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3250 м, с учетом перекрытия подошвы самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м.

Исходные данные и результат расчета минимальной глубины спуска технической колонны представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска технической колонны

Имя пласта	Ac_7	$юс_{12}$	$юс_4$	$юс_{10}$
1	2	3	4	5
Глубина кровли, м	2398	2820	2860	3180
Градиент пластового давления, атм/м	0,102	0,125	0,125	0,125
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,165	0,165	0,165	0,165

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
Относительная плотность нефти	809	795	795	670
Расчетные значения				
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	244,596	352,5	357,5	397,5
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	700	1700	1730	2050
Требуемый запас	1,10	1,08	1,08	1,08
Окончательная глубина спуска колонны	2050			

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0 – 60 м и 0 – 930 м соответственно;

- техническая и эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 150 м – 780–930 м и 1900–2050 м соответственно.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 5.

Конструкция скважины представлена на рисунке Б.1 приложения Б.

Таблица 5 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	По вертикали		
Направление	60	60	0-60	426,0	490,0
Кондуктор	930	930	0-930	323,9	393,7
Техническая колонна	2050	2050	780-2050	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3250	3250	1900-3250	146,1	215,9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $Р_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

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

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

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтеной скважины рассчитывается по формуле:

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

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\rho_н$ – плотность нефти, кг/м^3

Таблица 6 – Расчет давления опрессовки колонны для нефяных пластов

Пласт	Ac_7	$юс_{12}$	$юс_4$	$юс_{10}$
Пластовое давление в кровле ПП, МПА	24,456	35,25	35,75	39,75
Глубина залегания кровли ПП, м	2398	2820	2860	3180
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	5,42	14,25	14,45	20,32
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	5,96	15,67	15,90	22,35
Давление опрессовки колонны, МПа	6,56	17,24	17,49	24,59

Для данной скважины была выбрана колонная обвязка ОКК2-35-146х245х324, С учетом полученных значений.

Также было выбрано ПВО ОП5-350/80х35 с учетом диаметра кондуктора.

2.3 Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, типов бурового раствора, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Под направление выбирается роторный способ бурения, поскольку интервал мал и использовать ВЗД нерентабельно. Для бурения интервалов под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну используется ВЗД, который обеспечит создание необходимой частоты вращения и максимальной механической скорости.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Способы бурения

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	направление	ротором
60– 930	Кондуктор	С применением ВЗД
930 – 2050	Техническая Колонна	С применением ВЗД
2050-3250	Эксплуатационная Колонна	С применением ВЗД
2380-2410 3150-3200	Отбор керна	ротором

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины выбраны 4 долот: при бурении под направление и кондуктор проектируется шарошечное долото, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под техническую и эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использование шарошечного долота механическая

скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

Таблица 8 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0-50	50-930	930-2050	930-2050	3150-3200 2380-2410
Шифр долота		490,0 М-ЦВ	393,7 GRD 111	БИТ ВТ 619 УМ)	БИТ - 215,9 ВТ-613	БИТ 215,9/100 В 913 С
Тип долота		Шарошечное долото	Шарошечное долото	PDC	PDC	Бурильная головка
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	МС	МС	МС, С	с
Присоединительная резьба	ГОСТ	Муфта 3-171	Ниппель 3-177	З-152	З-147	З-161
	API	Pin 7 5/8 Reg	Pin 7 5/8 Reg	6 5/8	-	-
Длина, м		-	0,435	0,32	0,25	0,4
Масса, кг		300	180	35	44,5	20
G, тс	Рекомендуемая	15	32-40	2-10	6-12	2-5
	Предельная	30	40	10	12	5
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	40-300	60-400	60-400	40-400
	Предельная	600	300	400	400	400

где: G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Расчет частоты вращения долота

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;

2. Расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик долот;

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, которая не должна превышать 80% от максимальной:

$$G_{доп} = 0{,}8 \cdot G_{пред}. \qquad (4)$$

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал, м	0-60	60-930	930-2050	2050-3250
Исходные данные				
$D_д$, см	40,9	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, т	30	40	10	12
Результаты проектирования				
$G_{доп}$, т	24	32	8	9,6
$G_{проект}$, т	8	8	6	9

где: $D_д$ – диаметр долота, см;

$G_{пред}$, $G_{доп}$, $G_{проект}$ – предельная, допустимая и проектная осевая нагрузка соответственно, т.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

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.

Расчет ведется по формуле:

$$n_1 = 19{,}1 \cdot \frac{V_л}{D_д}, \qquad (5)$$

где $V_л$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_д$ – диаметр долота, м.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения, применяемыми на производстве. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал		0-60	60-930	930-2050	2050-3250
Исходные данные					
$V_д$, м/с		3,4	2,8	2	2
$D_д$	м	0,490	0,393,7	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования					
n_1, об/мин		132	135	129	176
$n_{стат}$, об/мин		40-60	100-160	100-180	140-200
$n_{проект}$, об/мин		60	130	130	170

$n_{стат}$ – статистическое значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{проект}$ – проектное значение частоты вращения долота, об/мин.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле:

$$Q_1 = K \cdot S_{заб}, \quad (6)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м^2 забоя;

$S_{заб}$ – площадь забоя, м^2, определяется по формуле:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D_д^2 \quad (7)$$

Расход раствора Q_2 при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле:

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{\max} + (V_M / 3600) \cdot S_{заб} \cdot \frac{\rho_п - \rho_р}{\rho_{см} - \rho_р}) \cdot 1000, \quad (8)$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

$\rho_п$ – плотность разбуриваемой породы, г/см^3;

$\rho_р$ – плотность бурового раствора, г/см^3;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см^3;

S_{max}– максимальная площадь кольцевого пространства, м^2, рассчитывается по формуле:

$$S_{\max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{бт}^2), \quad (9)$$

где $d_{бт}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_д \cdot \sqrt{K_K}, \quad (10)$$

где K_K – коэффициент каверзности.

Расчет минимального расхода бурового раствора Q_3 из условия предотвращения прихватов ведется по формуле:

$$Q_3 = S_{\max} \cdot V_{КП\,\min} \cdot 1000, \quad (11)$$

где где – $V_{КП\,min}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с.

Минимальный расход раствора Q_4, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{н\,\max} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (12)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

$d_{нmax}$ – максимальный внутренний диаметр насадки м.

После получения расчетных значений расхода, производится сопоставление с фактическими статистическими значениями расхода бурового раствора, применяемыми на производстве. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 18.

Таблица 11 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-60	60-2050	930-2050	2050-3250
1	2	3	4	5
Исходные данные				
$D_д$, м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,6	0,55	0,5
$K_к$	1,3	1,2	1,1	1,07
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,145	0,135	0,13
$V_м$, м/ч	40	35	30	25
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0222	0,0206	0,0175	0,0119
n	3	3	5	8
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,75	1
1	2	3	4	5
$\rho_{см} - \rho_р$, г/см^3	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_р$, г/см^3	1,143	1,143	1,137	1,339
$\rho_п$, г/см^3	2	2,2	2,35	2,4
Результаты проектирования				
Q_1, л/с	123	73	38	18
Q_2, л/с	116	70	42	17
Q_3, л/с	88	55	42	24
Q_4, л/с	39	36	52	56
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	39-123	36-73	38-52	18-56
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Qпроек, л/с	45	70	52	40

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_д. \quad (13)$$

Требуемый крутящий момент определяется по формуле:

$$M_р = M_о + M_{уд} \cdot G_{ос}, \quad (14)$$

где $M_о$ – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

$M_{уд}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

$G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_о = 500 \cdot D_д \quad (15)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{уд} = Q + 1,2 \cdot D_д, \quad (16)$$

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 12 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 12 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-60	60-930	930-2050	2050-3250
Исходные данные					
$D_д$	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
$G_{ос}$, кН		80	80	60	90
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}$, мм		-	314,96	236,24	172,72
$M_р$, Н*м		-	4036,85	2367,65	2537,95
$M_о$, Н*м		-	196,85	147,65	107,95
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	48	37	27

Для интервала бурения под кондуктор и техническую колонну выбирается винтовые забойные двигателей ДР 286.3.60 IDT и Д-240РС которые позволяют бурить прямолинейные интервалы, а также позволяют при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Таблица 13 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР 286.3 60 IDT	60-930	286.3	8,2	-	47-95	108-228	11,0-15,8	70-290
Д-240РС	930-2050	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
ДР2-178РС	2050-3200	178	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Б.2 приложения Б.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение Q_{TK} с применением коэффициента обхвата С=0,9.

Коэффициент запаса прочности вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (17)$$

где $Q_{КНБК}$ и $Q_{Б.Т.}$ – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице А.3 приложения А представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Коэффициенты запаса прочности бурильных труб приведены в таблице 21.

Таблица 14 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на вынос.	на растяж.	на статич. прочн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	0	–	–	–	0,65	–	0,300	0,300	–	–	–
	Наддолот-ный перевод-ник	241,0	56,0	–	–	–	0,52	–	0,176	0,173	–	–	–
	Калибра-тор	490,0	100,0	–	–	–	1,64	–	0,560	1,036	–	–	–
	УБТ	241,0	135,0	–	–	–	24	0,2670	4,806	5,842	–	–	–
	Обратный клапан	241,0	78,0	–	–	–	0,52	–	0,113	3,323	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,0	Е	ЗП-162-92	33,19	0,0319	0,949	6,791	1,32	>10	8,08
Кондуктор													
60-930 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,53	–	0,180	0,180	–	–	–
	Наддолотный переводник	225,0	100	–	–	–	0,52	–	0,176	0,176	–	–	–
	Калибратор	393,7	185	–	–	–	1,3	–	0,473	0,829	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	10,1	–	2,350	3,179	–	–	–
	Обратный клапан	240	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	0,489	–	–	–
	Калибратор	393,7	56,0	–	–	–	1,3	–	0,473	3,652	–	–	–
	УБТ	178	90,0	–	–	–	24	0,1454	6,679	10,63	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	–	12	0,2150	2,580	4,082	–	–	–

Продолжение таблицы 14

	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	819,74	0,0319	21,71	32,35	–	7,76	5,59
Техническая колонна													
930-2050 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,095	0,095	–	–	–
	Калибратор	295,3	80,0	–	–	–	1,3	–	0,313	0,408	–	–	–
	Двигатель	240,0		–	–	–	10,1	–	2,350	2,758	–	–	–
	Обратный клапан	240	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	0,489	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	–	12	0,2150	2,580	4,082	–	–	–
	УБТ	178	90,0	–	–	–	24	0,1454	6,679	10,63	–	–	–
	БТ	127,0	101,6	12,7	Р	ЗП-162-89	971,8	0,0436	64,90	75,98	–	6,11	4,85
Эксплуатационная колонна													
2050--3250 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,34	–	0,115	0,115	–	–	–
	Калибратор	215,9	78,0	–	–	–	0,44	–	0,050	0,165	–	–	–
	Двигатель	178,0		–	–	–	9	–	1,259	1,473	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	1,539	–	–	–
	УБТ	178,0	83,0	–	–	–	55	1,6000	15,12	17,36	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	1131	0,0319	17,89	21,77	1,23	>10	6,02
Отбор керна													
2380-2410Отбор керна КНБК №5	Бурильная головка	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,041	0,041	–	–	–
	УБТ	172,0	100	–	–	–	70	0,1500	10,50	10,54	–	–	–
	УБТ	171,4	80	–	–	–	24	0,1610	3,864	14,41	–	–	–
	БТ	127,0	109	9,0	Д	ЗП-162-95	2628	0,0312	82,04	96,4	1,1	2,31	1,7
3150-3200 Отбор керна КНБК №6	Бурильная головка	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,041	0,041	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	70	0,1400	9,800	9,84	–	–	–
	УБТ	171,4	68,0	–	–	–	24	0,1610	3,864	13,7	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	2921	0,0328	95,74	109,45	–	2,51	–

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

– наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;

– снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;

– снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;

– предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;

– доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;

– экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

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

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

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

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

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

Таблица 15 – Компонентный состав бентонитового раствора

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

Таблица 16 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	**Значение**
Плотность, г/см^3	1,19
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Породы, слагающие интервал под кондуктор и технической колонной по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие

обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор и технической колонной следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности - утяжелителем - барит.

При бурении рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований используется смазочная добавка ТехноSOAP Р.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблицах 18.

Таблица 17 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Каустическая сода	регулирование кислотности среды	0,15
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	7-15
Барит	Утяжелитель	124
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	0,1-0,15
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Полиакрилат	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,3-0,5
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	16-18
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	2,13
Кальцинированная сода Na2CO3	Регулятор жесткости и pH	0,8-1,2

Таблица 18 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

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

Для эксплуатационной колонны выбрали биополимерный безглинистый буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин. Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора. Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола.

Таблица 19 – Примерный компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора

Класс/реагент	Назначение	Концентрация, кг/м^3
1	2	3
Регулятор щелочности (Ph) /Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости Na2CO3	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2

Продолжение таблицы 19

1	2	3
Структурообразователь Ксантановая смола	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных сво йств	3,4-3,6
Понизитель фильтрации Р ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	16-18
Ингибитор (соль)/ КСl	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100
Смазочная добавка/ БИОЛУБ GREEN	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционно/СаСОЗ	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100
Бактерициды/Септор БДУ-50	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пеногасители/ПЕНТА 461	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Таблица 20 – Примерные технологические свойства KCL/полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойств	Значение
Плотность, г/см ^{3}	1,07-1,08
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сП^{3}	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ^{3} /30 мин	< 6
pH	8-10
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 таблице Б.4 приложения Б представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора

Таблица 21 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора

Глубина по вертикали, м	Градиент Пластовое давление, кгс/см^2	Плотность, кг/м^3
60	0,1019	1143,2 кг/м^3
930	0,1019	1143,2 кг/м^3
2050	0,104	1113,7 кг/м^3
3250	0,125	1338,6 кг/м^3

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 22-24 соответственно.

Таблица 22 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на 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	60	Бурение	0,18	0,024	Периферийная	9	7	105,8	632,7
Под кондуктор									
60	930	Бурение	0,537	0,058	Периферийная	5	14,3	88,4	373,8
Под техническую колонну									
930	2050	Бурение	0,85	0,078	Периферийная	4	14	87	270,4
Под эксплуатационную колонну									
2050	3250	Бурение	1,9	0,12	Периферийная	8	11	58,7	121,3
Под отбор керна									
2380	2410	Отбор керна	1,02	0,082	Периферийная	3	10	127,4	307,9
3150	3200	Отбор керна	0,68	0,055	Периферийная	3	10	84,9	91,1

Таблица 23 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см^2	Коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	60	Бурение	НТБ-600	2	95	130	205,2	1	150	21,25	42,5
60	930	Бурение	НТБ-600	4	95	120	225	1	150	17,85	71,4
930	2050	Бурение	НТБ-600	3	95	120	225	1	150	17,85	53,5
2050	3250	Бурение	F-500	4	95	100	268	1	170	10	40
2380	2410	Отбор керна	УНБТ -950	2	0,95	140	309,7	100	67	15,01	30,02
3150	3200	Отбор керна	УНБТ -950	2	0,95	140	309,7	100	67	10	20

Таблица 24 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см^2	Потери давления (в кгс/см^2) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	двигатель			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	60	Бурение	173,9	158,3	0	5,5	0,1	10
60	930	Бурение	214,3	52,4	76,5	73,2	2,3	10
930	2050	Бурение	200,9	50,5	37,8	96,7	5,9	10
2050	3250	Бурение	257,2	27,2	69,6	122,1	28,2	10
2380	2410	Отбор керна	166,2	102,6	-	38,6	15,3	9,8
3150	3200	Отбор керна	86	45,5	-	45,3	15,2	4,3

2.3.9.1 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервала отбора керна принимаем бурильную головку производства компании НПО «Буринтех» PDC 215,9/100 B 12 12 2 AM. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 25

Таблица 25 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал (по стволу), м	Наименование керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/с
2380-2410, 3150-3200	СК-178/100 «Триас 6»	5	30	20

2.4 Проектирование процессов закачивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1 расчет обсадных колонн на прочность

Продавочная жидкость: в качестве продавочной жидкости для расчетов будем применять техническую воды ($\rho_{прод}$ = 1000 кг/м^3).

Буферная жидкость: согласно рекомендации к выбору буферной жидкости представленной в РД 39-00147001-767-2000 при данных геологических условиях и возможных осложнений необходимо использовать

вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению.

Так как данный тип буферной жидкости обычно обладает повышенной вязкостью относительно других, то будем использовать плотность 1050 кг/м^3.

Облегченный тампонажный раствор: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1400 кг/м^2.

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1820 кг/м^2.

Таблица 26 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором, м	Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м
Направление	-	0-60
Кондуктор	0-830	830-930
Техническая колонна	780-1950	1950-2050
Эксплуатационная колонна	1900-2548	2548-3250

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Случай 1: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

На рисунке 1 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

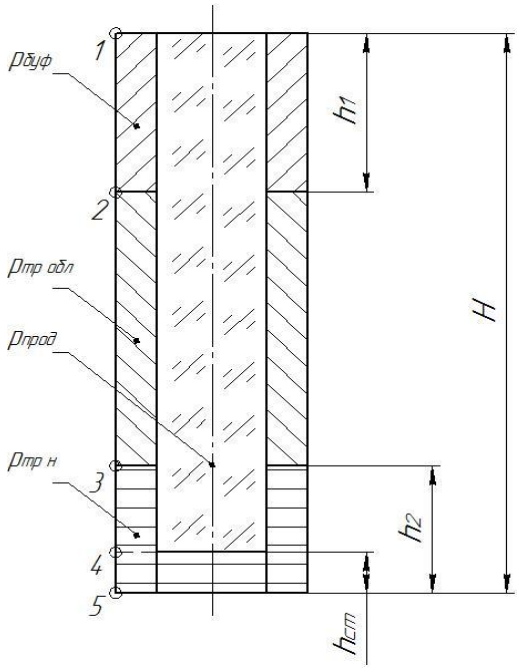

Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Случай 2: конец эксплуатации скважины.

На рисунке 2 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины.

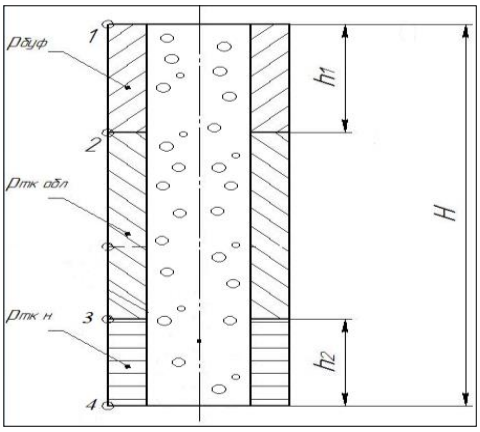

Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 4.

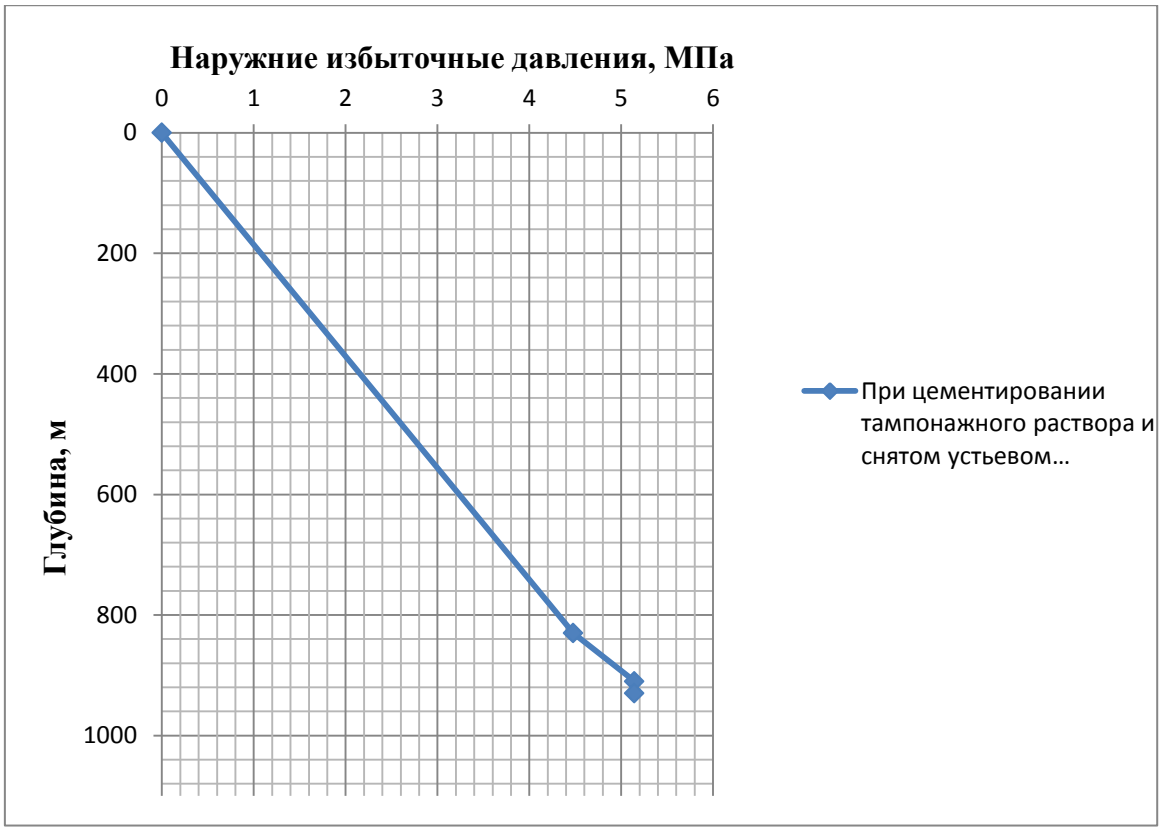

Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании Техническая колонна в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 5.

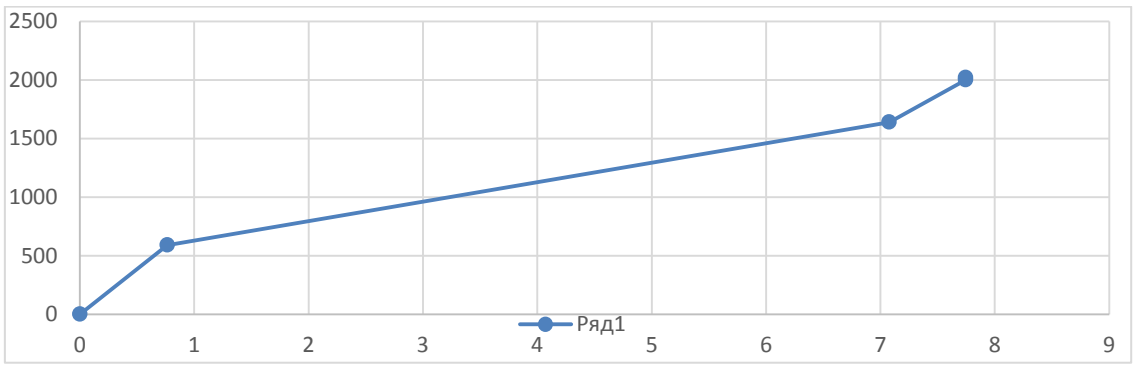

Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для технической колонны.

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного

раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 6.

Рисунок 6 - Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

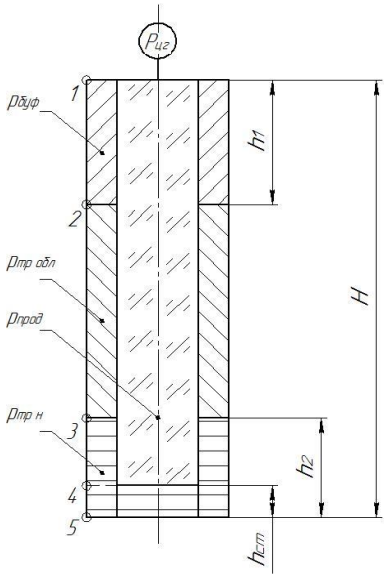

Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

2 случай: опрессовка обсадной колонны.

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

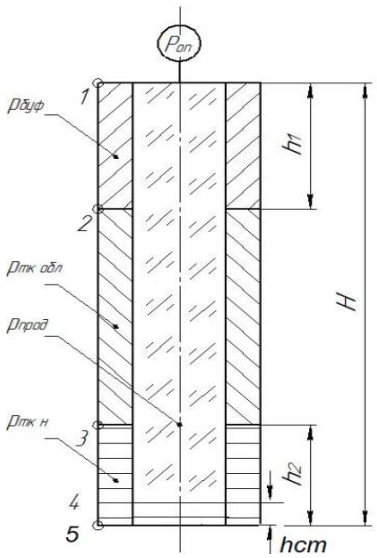

Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 9.

Рисунок 9 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании техническая колонна в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 10.

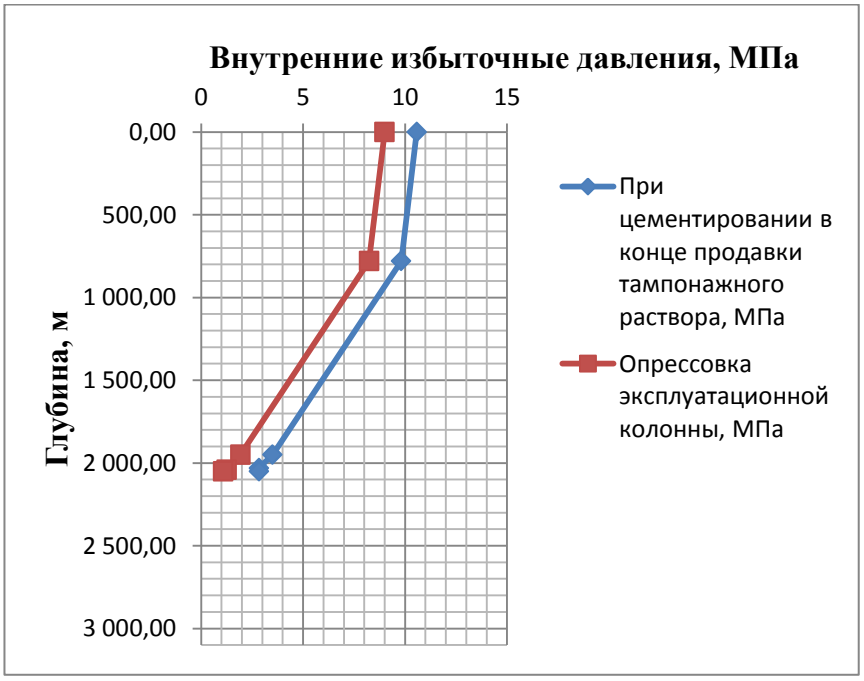

Рисунок 10 – Эпюры внутренних избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.

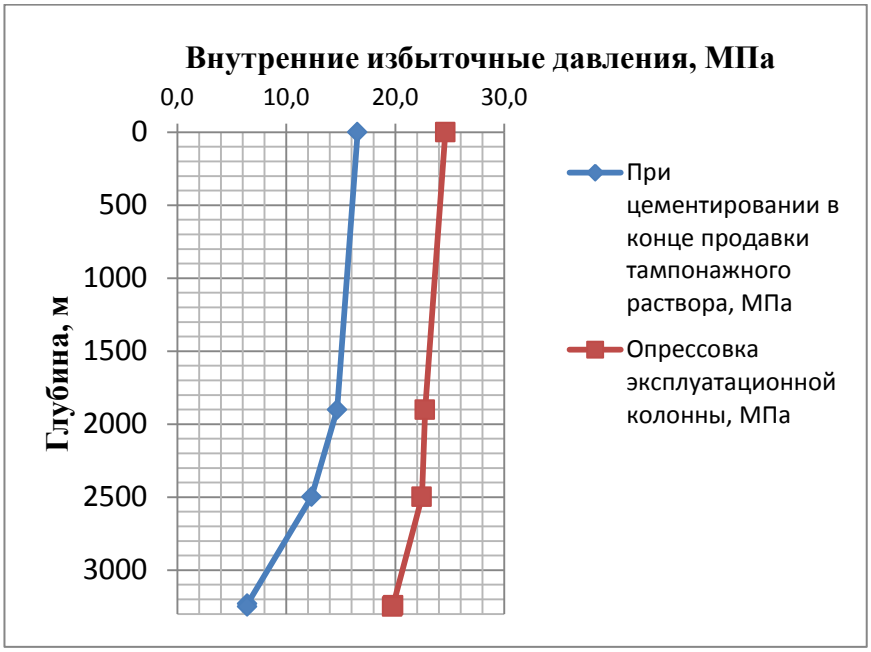

Рисунок 11 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристика секций 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	Треугольная	Д	12	60	67	4020	4020	0-60

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Кондуктор							
1	ОТТМ	Д	8,5	930	67	62310	62310	0-930
Техническая колонна								
	ОТТМ	Д	7,9	2050	47	96350	96350	0-2050
	Эксплуатационная колонна							
1	ОТТМ	Е	9,5	902	32,1	28954	97046	2348-3250
2	ОТТМ	Е	8,5	2348	29	68092		0-2348

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результатом работы по данному разделу, о типах выбранных элементах КНБК и интервалах их установки представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Навание колонны, $D_{усл}$	Наименование, Шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
1	2	3		4	5
Эксплуатационная, 146	БКОК-146 (РосНефтеГазИнструмент)	3250	3250	1	1
	ЦКОДУ-146	3240	3240	1	1
	ЦПЦ 178/220 (УДОЛ)	0	930	15	130
		930	3200	100	
		3200	3250	15	
	ЦТ 146/220 (УДОЛ)	3200	3250	15	15
	ПРП-Ц-В-146 (УДОЛ)	3230	3230	1	1
	ПРП-Ц-Н-146 (УДОЛ)	3240	3240	1	1
Техническая колонна 244,5	БКМ-270 (РосНефтеГазИнструмент)	930	930	1	1
	ЦКОД-245 (нефтемаш)	920	920	1	1
	ЦПЦ 245/295 (УДОЛ)	0	60	1	18
		60	930	17	
	ПРП-Ц-В-245 (УДОЛ)	930	930	1	1

Продолжение таблицы 28

1	2	3		4	5
Кондуктор, 323,9	БКМ-324	930	930	1	1
	ЦКОДМ-324	920	920	1	1
	ЦТГМ-324/394 (НЕФТЕМАШ)	930	930	1	21
		925	925	1	
		90	925	16	
		60	90	3	
	ПЦ-324/394	0	60	5	5
	ПРП-Ц-324	920	920	1	1
Направление 426	БКМ-426 (НЕФТЕМАШ)	60	60	1	1
	ЦКОДМ-426 (НЕФТЕМАШ)	50	50	1	1
	ПЦ-426/490 (НЕФТЕМАШ)	60	60	1	6
		55	55	1	
		0	55	4	
	ПРП-Ц-426 (НЕФТЕМАШ)	50	50	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.4.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (18)$$

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

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

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины 50,99 МПа.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{гс кп}} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{обл тр}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{н тр}} \cdot h_2), \quad (19)$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{тр\ н}$, $\rho_{тр\ обл}$, h_1, h_2 – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гдкп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд} = \lambda \cdot L\ , \quad (20)$$

где L – длина скважины по стволу, м;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м (таблица 26)

Проверка условий:

46,37 ≤ 48,44

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется одноступенчатое цементирование.

Таблица 29 – Гидравлические сопротивления в затрубном пространстве при цементировании

Параметр	Значение параметра		
Диаметр колонны, мм	219 и выше	140-194	114-127
Коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м	0,00065	0,0013	0,0008

Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора

Параметр	Направление	Кондуктор	Техническая колонна	Эксплуатационная колонна
$P_{гс\ кп}$, МПа	0,39	10,60	20,17	42,14
$P_{гд\ кп}$, МПа	0,039	0,60	1,33	4,22
$P_{гр}$, МПа	1	14,8	26,35	48,44
Проверка условия	0,9425<0,95 (условия выполняется)	11,081<14,06 (условия выполняется)	21,146<25,03 (условия выполняется)	46,36<40,052 (условия выполняется)

На всех интервалах условия выполняется, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

2.4.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж.} = S_{к.п.о.с.} \cdot V_{в.п.} \cdot t, \quad (21)$$

где $S_{кп.ос}$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе, м^2;

$V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (0,5–0,8 м/с);

t – время контакта, с (принимается равным 600÷720).

$$S_{кп.ос} = \pi \cdot (D^2_{эк\,д} \cdot k_{срвзв} - D^2_{эк\,н}) / 4, \quad (22)$$

где $D_{эк\,д}$ – диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну, м;

$D_{эк\,н}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны, м;

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины, определяемый следующим образом.

Объём тампонажного раство*ра* $V_{ТР}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot \left[(D^2_{эк\,д} \cdot k_{срвзв} - D^2_{эк\,н}) \cdot (L - L_к) + (D^2_{к\,вн} - D^2_{эк\,н}) \cdot (L_к - L_1) + d^2_{эк\,вн1} \cdot l_{ст} \right] / 4, \quad (23)$$

где L_1 – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{эквн}$ 1 – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

$l_{ст}$ – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

В данном разделе необходимо рассчитать как общий объем тампонажного раствора, так и объемы раствора нормальной плотности и облегченного.

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{прод}$ ($м^3$) выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot (d^2_{эк\,вн} \cdot L - d^2_{эк\,вн1} \cdot h_{ст}) / 4, \quad (24)$$

где $k_{прод}$ – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (в среднем составляет 1,03 ÷ 1,05);

$d_{эк\ \ вн}$ – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Результаты расчета объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости представлены в таблице 30.

2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов

Общая масса сухого тампонажного материала для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{сух} = (K_ц \cdot \rho_{тр} \cdot V_{тр} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (25)$$

где $К_ц$ – коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах, берется в пределах 1,03÷1,05;

m – водоцементное отношение, определяемое лабораторным путем.

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в $м^3$) определяется по формуле:

$$V_в = K_в \cdot G_{сух} \cdot m, \quad (26)$$

где $K_в$ – коэффициент, учитывающий потери воды, принимается равным 1,08÷1,10.

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ),

являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м3 .

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м3, а «МБП-МВ» – 15 кг/м3.

Из условия технического задания способ цементирования эксплуатационной колонны - одноступенчатый способ цементирования.

По результатам расчета проектируем объемы тампонажной смеси и технологических жидкостей, которые представлены в таблице 31.

Таблица 31 – 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	6,82	5,12	1100	4,87	МБП-МВ	76,8
		1, 7		1,6	МБП-СМ	119
Продавочная жидкость	42,18		1000	42,18	-	-
Облегченный тампонажный раствор	16,94		1400	11,3	ПЦТ - III - Об (4) – 100	13959
					НТФ	6,94
					ПЦТ - II - 150	23554
					НТФ	7,21

2.4.3.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$m = G_{сух} / G_{б}, \quad (28)$$

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

$G_{б}$ – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

После расчета запроектировано необходимое количество цементировочного оборудования, которое представлено на рисунке 12.

Для цемента нормальной плотности *требуется цементосмесительная машина.*

Для цемента облегченного плотности *требуется 2 цементосмесительных машины.*

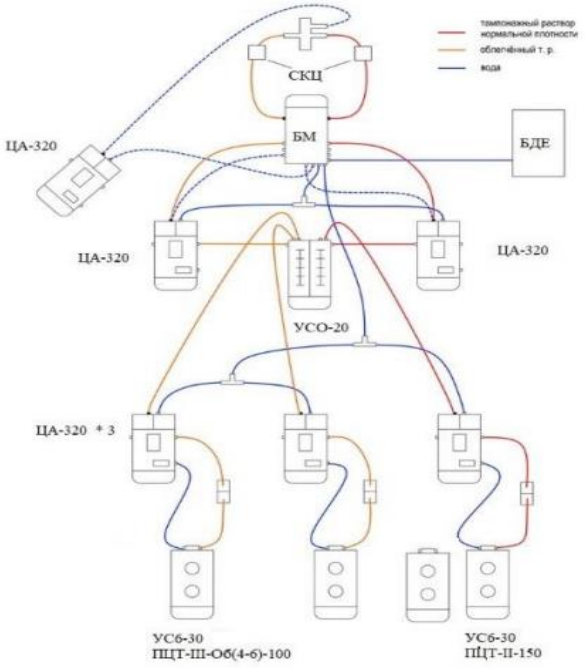

Рисунок 12 – Схема обвязки цементировочной техники с применением цементносмесительных установок и бачка затворения:

1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

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 газонефтесодержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.4.4.1 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 29.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+к)\cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1069 кг/м^3, \quad (29)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 30.

$$V_{\text{ж.г.}} = \pi/4\ (Дэк\ вн^{2*} Н) \quad (30)$$

$$V_{\text{ж.г.}} = 3,14/4\ (\ 0,1271^2 * 3250) * 2 = 40,83 * 2 = 82,42$$

2.4.4.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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 Эксплуатационной колонны, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор Скорпион 102. Мощность продуктивного пласта

согласно геологическим данным составляет 40 м, Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102 представленны в таблице 32. Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором Скорпион 102 потребуется одна спуско-подъемная операция перфорационного комплекса в составе из четрех секций по 10 м.

Таблица 32 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102

Технические характеристики	Скорпион 102
Наружный диаметр, мм	102
Плотность перфорации, отв./м	10, 16
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80/130
Максимально допустимая температура, °С	150/170

2.4.4.3 Выбор типа пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров). Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представленны в таблице 33.

Таблица 33 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80

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

2.4.4.4 Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем тройниковую фонтанную арматуру **АФ1-80/65х21**.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [34] в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями.

Таблица 34 – Результаты проектирования буровой установки

Выбранная буровая установка БУ 3200/200 ЭУ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	110,6	$[G_{кр}]$х 0,6 ≥ $Q_{бк}$	120>110,6
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	97,04	$[G_{кр}]$ х0,9 ≥ $Q_{об}$	180>97,04
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	143,8	$[G_{кр}]$ / $Q_{пр}$ ≥ 1	200/143,8=1,38>1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 ПРОРАБАТЫВАЮЩИЕ БАШМАКИ ПРИ СПУСКЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН (РЕАКТИВНЫЕ, МОТОРИЗИРОВАННЫЕ)

Как правило, для того, чтобы избежать осложнений, возникающих при спуске обсадных колонн в скважину, предусматривается комплекс мероприятий по подготовке ствола скважины.

Виды и объем работ, в первую очередь, зависят от характеристик пробуренной скважины, длины проходки и свойств разрабатываемых пластов.

Ствол контролируют при спуске и подъеме бурильной колонны (т.е. возникшие прихваты, посадки, затяжки и др.), перемещении геофизических зондов, по данным кавернометрии и инклинометрии.

Для снижения риска возникновения осложнений при спуске обсадных колонн специалистами различных компаний разрабатываются и совершенствуются системы прорабатывающих башмаков.

Башмак предназначен для защиты от повреждения обсадной колонны при спуске, а также проработке мест сужения ствола скважины при её строительстве в осложнённых горно-геологических условиях.

3.1 Прорабатывающие башмаки характеристики, применение. Реактивные прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн

Нарушение устойчивости стенок скважины происходит в результате наступления предельного состояния в породах приствольной зоны [29]. Виды нарушений устойчивости и их негативные последствия можно классифицировать следующим образом (табл. 35): вскрытие естественных и образование новых трещин, кавернообразование, сужение ствола скважины, породопроявление, осыпание, обваливание и обрушение пород.

Таблица 35 - Виды нарушения устойчивости стенок скважины

Виды нарушений	Вскрываемые породы и характер процессов	Последствия
1. Вскрытие естественных и образование новых трещин	Породы с естественной трещиноватостью и любые породы при критических давлениях в скважине.	Поглощение, осыпи и обвалы.
2. Образование каверн	Рыхлые слабосвязанные породы, подвергшиеся эрозионному воздействию (размыву) и осыпанию в условиях контакта с раствором и ударов бур-колонны при вращении и проведении СПО.	Образование застойных зон в кавернах, потеря ствола, некачественное цементирование.
3. Сужение ствола скважины	Пластичные глины, ползучесть которых увеличивается при взаимодействии с фильтратом бурового раствора.	Уменьшение диаметра ствола, посадки, затяжки, заклинки колонн, обвалы и разрушение горных пород.
4. Породопроявление	Высокопластичные глинистые породы под высоким давлением тектонического происхождения, соли.	Выдавливание бурильной колонны из скважины поднимающейся вверх по стволу породной пробкой, рапопроявления.
5. Осыпание пород	Малосвязанные, слоистые породы, разрушающиеся и выпадающие в скважину под воздействием бурового раствора, колебания давления и температуры, флюидопроявления, поглощения, воздействие бурильной колонны на стенки скважины при вращении и выполнении СПО.	Прихваты бурильных и обсадных колонн, геофизических приборов, недоходы инструмента до забоя, рост каверн, сальникообразование
6. Обваливание пород	Рыхлые и перемятые породы в особенности с крутым углом залегания при глубоком проникновение фильтрата или высокой начальной водонасыщенности.	Прихваты колонн и геофизических приборов, недоходы инструмента до забоя, рост каверн, потеря ствола и циркуляции.
7. Обрушение пород	Любые породы за исключением высокопрочных; крутые углы падения пластов (до 75-90°); тектонические нарушения; флюидопроявления; перед вскрытием пластов с АВПД.	Прихваты колонн, недоходы инструмента до забоя, рост каверн, сальникообразование, забуривание нового ствола.

Рассмотрим возможные пути решения с помощью использования инновационных оснасток и технологий при спуске:

1) Система CDS (“ТЕСКО”) –

системы спуска обсадной колонны с постоянным вращением и промывкой. Обеспечивает высококачественную сборку обсадной колонны и предназначена специально для безопасного захвата труб обсадной колонны, их сборки и спуска.

Во время спуска или промывания обсадки, гидравлический вертлюг позволяет трубе крутиться. Воздействие передаѐтся на обсадную трубу от верхнего привода, а от установленного датчика происходит передача информации о крутящем моменте объекта в информационную систему.

Центрирование труб во время наращивания происходит за счет штропы системы. В систему входит дополнительное оборудование для циркуляции и долива скважины во время спуска обсадной колонны (спуск безопасен и эффективен и происходит автоматически).

Реактивный прорабатывающий башмак GeoPro:

Прорабатывающий долотный элемент конструкции, который изготовлен из сплава карбида вольфрама, очищает открытый ствол скважины от шламовых образований, реставрирует стенки при обвалах и набухании пород.

Самоориентирующийся эксцентричный башмак:

Эксцентричная направляющая насадка производит вращение в сторону минимального сопротивления, в результате чего, башмак минует преграды, а обсадная колонна без особых проблем проходит зоны повышенной сложности при опускании в скважину.

Когда на нос башмака производится воздействие, то он начинает крутиться вместе с колонной. В результате чего все огибает преграды и не повреждается, а соответственно труба проникает в скважину без дефектов [30].

Башмак прорабатывающий БКПК предназначен для установки в нижней части обсадных труб. При спуске, он способствует проработке нестабильных

участков ствола скважины вращением колонны, а также участков с набухающими и обваливающимися глинами.

Башмак состоит из корпуса с винтовыми опорными элементами с твердосплавным вооружением. Вращающийся наконечник и поплавковый обратный клапан башмака изготовлен из легкоразбуриваемых материалов (рисунок 13).

Рисунок 13 – Башмак прорабатывающий БКПК

Проработка осуществляется с помощью спиральных корусных рёбер, оснащенных твердосплавными вставками. Оснащён обратным клапаном, предотвращающим переток скважинной жидкости или тампонажного раствора из затрубного пространства в колонну.

Преимущества:

1. Любой тип присоединительной резьбы, включая премиальные;

2. Легко разбуривается любыми типами долот;

3. Насадка имеет полусферическую эксцентричную форму и выполнена из высокопрочного алюминиевого сплава, выдерживающего высокие температуру и нагрузки;

4. Армированные карбидом вольфрама прорабатывающие лопасти, предотвращающие преждевременный износ корпуса;

5. Надёжный обратный клапан, выдерживающий давление до 30 Мпа.

Башмаки фирмы FORDIA имеют повышенную прочность по внутреннему и внешнему диаметру карбида – вольфрамовыми вставками.

Обсадное приспособление типа GATOR используют при проходке сквозь песчаные слои, валуны, гравийные и глинистые пласты [31].

Обсадной башмак Gator Standard используют для типовых работ. В основном в не сложной обстановке, когда забой проходит через гравий и песок.

Обсадной башмак Gator Super условия эксплуатации имеет более жёсткие, режет скалы, глину, гравий.

Обсадной башмак Gator High Performance выдерживает очень большую нагрузку при бурении самых твёрдых слоёв.

На рисунке 14 представлена схема, по которой можно подобрать матрицу данного устройства.

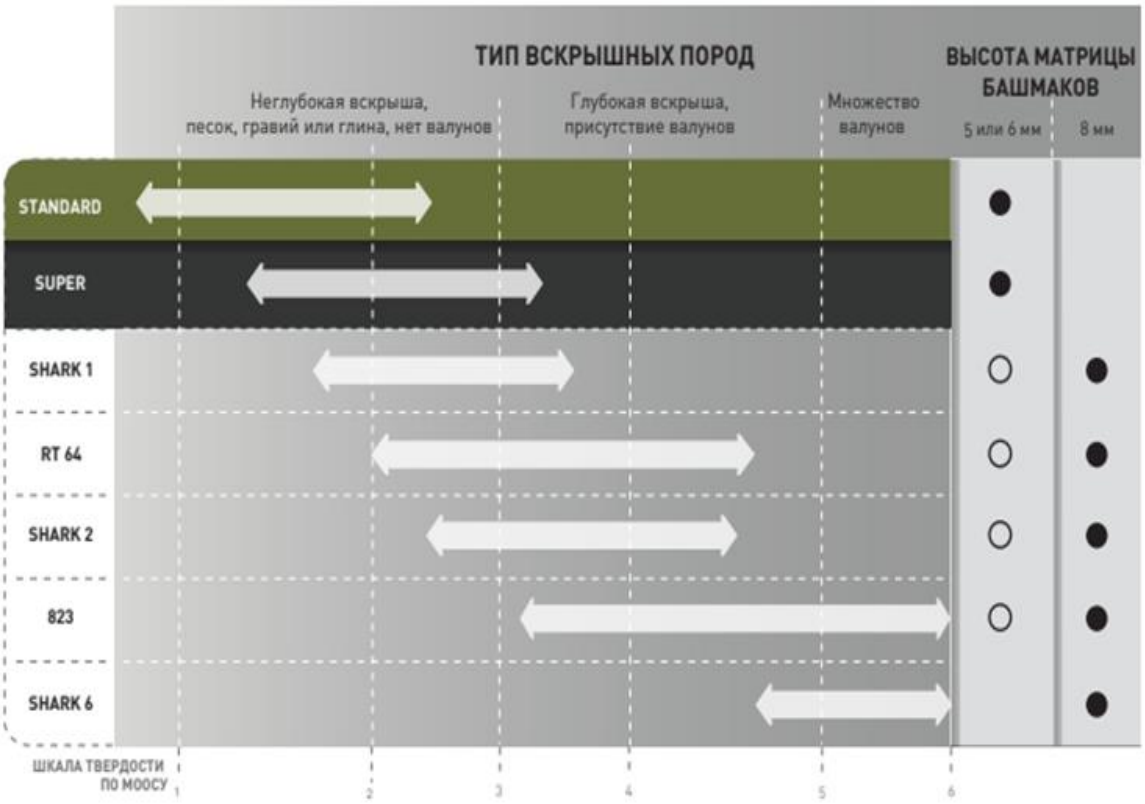

Рисунок 14 – Схема выбора матрицы башмаков

Одной из ведущих компаний, специализирующейся данным направлением, является компания «ГЕОПРОТЕК», обзор прорабатывающих башмаков которой представлен ниже.

Разработанная компанием «ГЕОПРОТЕК» система GRS (рисунок 15) способна вращаться независимо от осложнений, возникших при спуске обсадной колонны в ствол пробуренной скважины.

Механическое вращение прорабатывающего ствол скважины башмака достигается путем возвратнопоступательным движениям системы (иными словами – эффект юлыволчка).

Башмак GRS осуществляет пять полных оборота при движении колонны вниз, и пружинный механизм, входящий в его конструкцию «перезаряжает» оборудование при остановке обсадной колонны, или ее движения вверх.

Рисунок 15 – Система GRS

Необходимо отметить, что данная система способна выполнять проработку ствола скважины при любых возникающих осложнениях, так как она способна размельчать и выносить горную пород, способствуя тем самым беспрепятственному спуску обсадной колонны (к примеру, в интервалах, сложенных неустойчивыми глинистыми породами).

Система состоит из двух основных элементов: корпуса, изготавливаемого из высокопрочной стали, а также внутреннего механизма, состоящего, в свою очередь, из алюминиевого сердечника и долотной части, как правило, изготовленной из бронзовых компонентов. Поэтому, благодаря применению легких металлов, внутренний механизм системы GRS является легкоразбуриваемым (как правило, этот процесс занимает несколько минут).

Geopro Motorized Shoe (или GMS) в настоящее время является одним из передовых оборудований в линейке прорабатывающих башмаков, представляющей собой модификацию ВЗД и адаптированного для интеграции с обсадной колонной (рисунок 16).

Отличительной особенностью системы GMS является то, что она способна вращаться при осуществлении циркуляции рабочей жидкости, так же как и предыдущая система GRS независимо от осложнений, возникших при спуске обсадной колонны в ствол пробуренной скважины.

Основным преимуществом системы GMS является возможность создания высокого крутящего момента самого прорабатывающего башмака и безостановочного вращения его носовой части при подаче рабочей жидкости.

Рисунок 16 – Система GMS

Таким образом, высокий крутящий момент и низкий перепад давления позволяет системе GMS беспрепятственно спускать обсадную колонну или хвостовик в ствол пробуренной скважины.

Система GJS (рисунок 17), так же как и предыдущая способна вращаться при осуществлении циркуляции рабочей жидкости независимо от осложнений, возникших при спуске обсадной колонны в ствол пробуренной скважины.

Рисунок 17 – Система GJS

Направляющая носовая часть такого прорабатывающего башмака способна вращаться по линии наименьшего сопротивления при невращающейся обсадной колонны. GJS позволяет спускаемой колонне без риска осложнений проходить через интервалы, сложенными неустойчивыми

породами (при этом необходимо отметить, что вращать и принудительно поднимать обсадную колонну нет необходимости).

Система состоит из трех основных элементов: корпуса, изготавливаемого из высокопрочной стали; подшипниковой секции, необходимой для вращения самой системы; и долотной части, как правило, изготовленной из алюминиевого сплава. Поэтому, благодаря применению легких металлов, внутренний механизм системы GJS также является лекоразбуриваемым. Необходимо отметить, что данная система хорошо зарекомендовала себя на скважинах с горизонтальным окончанием [32].

Компанией Weatherford совместно с департаментом буровых работ Верхнечонскнефтегаза на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении (ВЧНГКМ) успешно реализован пилотный проект по спуску обсадных колонн с вращением.

Рекомендованная фирмой Weatherford технология основывается на использовании механизма OverDriveTM и специфическим строением башмачной части обсадной колонны. Применяется башмачная конструкция, которая содержит разбуриваемый прорабатывающий башмак ReamerShoeTM. Конструкция OverDriveTM состоит из гидроприводного клинового захвата TorkDrive. Он объединён с верхним приводом буровой установки (рис.18); содержит механизм долива и циркуляции, гидроприводные штропы, панель управления, а также систему мониторинга крутящего момента и частоты вращения обсадной колонны TorkSub. Система OverDriveTM позволяет свинчивать резьбовые соединения обсадной колонны и запускать её с вращением и циркуляцией бурового раствора, а также бурить на обсадной колонне.

Рисунок18 – Установка системы OverDriveTM

ReamerShoeTM разрушает породу при следовании в зоне повышенной сложности открытого ствола скважины. Имеется дроссельный обратный клапан типа ЦКОД. Используют при этом центраторы SpiraGliderTM повышенной жёсткости.

Специфика геологической структуры ВЧНГКМ заключается в относительно небольшой глубине и малой мощностью (менее 10 м) продуктивного пласта. Неоднородность коллектора по проницаемости из-за отложений минеральных солей еще более сокращает эффективную нефтенасыщенную мощность до 3 м. Отложения солей, твердых доломитов и нестабильных аргиллитов снижают эффективность бурения вертикальных скважин.

Поэтому было предусмотрено бурение наклонно-направленных скважин с отходом от вертикали около 2000 м. Данная технология очень хорошо себя зарекомендовала функционируя при больших отрицательных температурах. На поверхности при бурении скважины наблюдалось около минус сорока градусов по Цельсию. Бурили на месторождении трижды без проблем.

Этот проект чрезвычайно эффективен для Weatherford. Извлекаемые запасы Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения в Иркутской области составляют: по категории С1+С2 201,8 млн тн нефти и 3,4 млн тн газового конденсата. Балансовые запасы природного газа оцениваются в 129,2 млрд м3. В середине ноября 2005 г Роснефть закрыло сделку по приобретению блокпакета ВЧНГ у Интерроса за 230 млн долл США. В ноябре 2010 г с ТНК-ВР было подписано акционерное соглашение, в соответствии с которым Роснефть получила дополнительные права по управлению компанией Верхнечонскнефтегаз. В России работа с Роснефтью, собственно, как и с Газпромом – гарантия стабильности и прибыльности.

Успешное завершение компанией Weatherford пилотного проекта по спуску обсадных колонн с вращением позволяет ей рассчитывать на тиражирование этой технологии и расширение сотрудничества в смежных технологиях нефтесервиса [33].

Широко известные во всем мире, технологии Weatherford востребованы и в России. Кроме упомянутой системы OverDriveTM, в России используется технология ZoneSelect, улучшающая технологии селективного гидравлического разрыва пласта. В феврале 2012 г Weatherford выиграла тендер ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь на поставку и сервис систем ZoneSelect для проведения многостадийного ГРП.

На Бованенковском месторождении Газпром бурение испытала новую технологию бурения обсадными трубами с использованием оборудования Weatherford.

3.2 Прорабатывающие башмаки с силовым приводом

Общие характеристики прорабатывающих башмаков с силовыми приводами приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Технические характеристики прорабатывающих башмаков с силовым приводом

№ п/п	Параметры	РАЗБУРИВАЕМЫЕ					НЕРАЗБУРИВАЕМЫЕ		
		БАРС-426	БАРС-324	БАРС-245	БАРС-178	БАРС-168	БВП-114	БВП-102	БВП-73
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Условный диаметр обсадной колонны/хвостовика, мм	426	324	245	178	168	114	102	73
2	Диаметр корпуса наружный (±2), мм	450	350	270	186	186	106/125	106/110	76
3	Макс. диаметр долота при разбуривании башмака*, мм	393,7	311,1	220,7	156	156	-	-	-
4	Длина башмака, мм	2000	2000	2 400	1 870	1 870	1 710	1 710	1 530
5	Масса (±5%), кг	700	600	600	135	135	85	80	60
6	Макс. диаметр наконечника*, мм	470	370	290	210	210	125	111	92
7	Количество промывочных отверстий, шт.	9	9	9	7	7	7	6	6
8	Общая площадь отмывочных отверстий, мм²	2 300	2 300	2 300	3 080	3 080	1 407	678	471
9	Присоед. резьба к обс. колонне**	Треугольная 426	ОТТМ 324	ОТТМ 245	ОТТМ 178	ОТТМ 168	ОТТМ 114	ОТТМ 102	НКТ-73
10	Момент затяжки присоединительной резьбы, кгс*м	4 000	1 600	1 475	1 600	1 500	670	350	120
11	Допустимая осевая нагрузка, кгс	15 000	15 000	15000	15 000	15 000	10 000	10 000	2 000
12	Расход рабочей жидкости л/сек	30…55	30…55	30…55	5…36	5…36	1…5	1…5	3…6
13	Перепад давления, кгс/см²	5…30	5…30	5…30	5…30	5…30	5…15	5…15	5…20

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	Частота вращения вала на холостом ходу, об/мин***	105…190	105…190	105…190	20…150	20…150	58…290	58…290	220…440
15	Частота вращения вала в режиме макс. мощности, об/мин***	71…155	71…155	71…155	20…120	20…120	50…235	50…235	150…320
16	Момент силы в режиме макс. мощности, кгс*м***	420	420	420	214	214	22	22	12
17	Макс. допустимый момент на корпусные детали, кгс*м***	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	780	660	280
18	Макс. допустимая растягивающая нагрузка при аварийном подъеме, кгс	140 000	140 000	140 000	140 000	140 000	97 000	97000	35 000
19	Назначенное время эксплуатации, часов циркуляции	150	150	150	150	150	150	150	150
20	Материал корпусных деталей башмака	легированная сталь					легированная сталь		
21	Материалы разбуриваемых деталей башмака	внутренняя обкладка статора силовой секции – резина; ротор силовой секции, торсион, вал шпинделя, наконечник – специальный разбуриваемый материал					-		

Применение:

– Сложные условия спуска, связанные с нестабильностью ствола,
– Сложности с дохождением до забоя,
– Необходимость проработки скважины прямо во время спуска,
– Цементажные работы после спуска,
– Разбуривание элементов оснастки.

Преимущества:

– Обеспечивает достижение финального забоя,
– Сокращает количество или полностью исключает проработки перед спуском ОК,
– Вращение башмака при невозможности вращения всей компоновки,
– Вращение башмака обеспечивается подачей раствора буровым насосом.

Прорабатывающий башмак с силовым приводом БВП (неразбуриваемый) (рисунок 19). Предназначен для установки в нижней части обсадных труб или хвостовика для проработки нестабильных участков ствола скважины, в том числе в условиях, когда вращение обсадной колонны/хвостовика невозможно.

Рисунок 19 – Прорабатывающий башмак с силовым приводом БВП (неразбуриваемый)

Общие параметры башмака представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Прорабатывающий башмак с силовым приводом БВП (неразбуриваемый) общие параметры

Параметр/типоразмер		БВП-102	БВП-114
Условный диаметр хвостовика		102	114
Диаметр корпуса наружный (±2), мм		106/110	106/125; 120/127
Диаметр башмака, мм		1856	
Масса (±5%), кг		80	85
Макс. диаметр наконечника, мм		111	125
Количество промывочных отверстий, шт.		6	7
Общая площадь отмывочных отверстий, мм		678	1 407
Присоед. резьба к обс. колонне по ГОСТ Р 53365-2009		ОТТМ 102	ОТТМ 114
Момент затяжки присоединительной резьбы, кгс*м		350	670
Допустимая осевая нагрузка, кгс		10 000	
Параметры рабочей жидкости, не более:	плотность, кг/м³	2 500	
	содержание нефтепродуктов, %	100	
Температура в скважине, °С		120	
Расход рабочей жидкости л/сек		1...3/3…6/5…10	
Перепад давления, кгс/см²		2…10	
Частота вращения вала на холостом ходу, об/мин		45…135/180…310	
Макс. допустимый момент на корпусные детали, кгс*м		660	780
Макс. доп. растяг. нагрузка при аварийном подъеме, кгс		97 000	
Назначенное время эксплуатации, часов циркуляции		150	

Особенности:

– Обратный клапан, препятствующий перетоку жидкости из затрубного пространства в колонну,

– Клапан для сброса избыточного давления предотвращения преждевременного распакерования элементов оснастки хвостовика,

– Возможность цементирования хвостовика через порты подвески/ЦКОД или через сам башмак.

Прорабатывающий башмак с силовым приводом БАРС (разбуриваемый) (рисунок 20). Предназначен для установки в нижней части обсадных труб и проработки нестабильных участков ствола скважины в процессе спуска обсадной колонны. После цементирования колонны разбуривается долотом PDC, которое используется для бурения следующей секции скважины[34].

Особенности:

– Обратный клапан, препятствующий перетоку жидкости из затрубного пространства в колонну,

– Клапан для сброса избыточного давления предотвращения преждевременного распакерования элементов оснастки хвостовика,

– Возможность цементирования хвостовика через порты подвески/ЦКОД или через сам башмак,

– Возможность разбуривания как шарошечными долотами, так и долотами PDC для продолжения бурения следующей секции скважины.

Рисунок 20 – Прорабатывающий башмак с силовым приводом БАРС (разбуриваемый)

Использование прорабатывающего башмака даёт возможность пробурить сложные геологические слои очень быстро, его обратный клапан не даёт вернуться откаченной жидкости.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

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

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

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

Самотлорское месторождение открыто в 1965 году, введено в промышленную разработку в 1969 году. Промышленная нефтегазоносность выявлена в 18 продуктивных пластах, приуроченных к юрской и меловой

системам, залегающих на глубинах от 1600 до 2500 метров. Начальный дебит скважин 47–200 т/сут. В 1981 году на месторождении была добыта миллиардная тонна нефти. В 1990 г. была добыта 2-х миллиардная тонна нефти. Пик добычи 57 нефти (около 150 млн тонн. в год) пришёлся на начало 80-х годов XX века; вследствие интенсивной добычи в эти годы нефтеносные пласты стали обводняться и добыча нефти резко снизилась. В 1996 году было добыто 16,74 млн тонн нефти. В XXI веке в связи с применением современных способов интенсификации нефтедобычи выработка нефти увеличилась вдвое. Всего за годы эксплуатации месторождения на нём было пробурено более 18500 скважин, добыто более 2,7 млрд тонн нефти, отбор от НИЗ составляет более 75%, кратность запасов по отношению к текущей добыче составляет 43 года.

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

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

недропользователем, на постоянной основе оказывает поддержку муниципалитетам в решении социально-значимых задач территорий.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_{Б} = T_{Б1} \cdot h, час, \quad (31)$$

где: $T_{Б1}$ - норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (32)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (33)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, час, \quad (34)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, час, \quad (35)$$

$N_{сп}$, $N_{под}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых де: свечей;

$T_{сп}$, $T_{под}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{св}$- нормативное время на спуск и подъем одной свечи, час.

4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения

После определения продолжительности цикла строительства скважины, необходимо определить следующие скорости:

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, м / час, \quad (36)$$

где: H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО})}, м / час, \quad (37)$$

где: $t_{спо}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле:

$$V_K = \frac{(H \cdot 720)}{T_K}, \, м / ст.мес \tag{38}$$

где: T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине, которая определяется формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n}, \, м, \tag{39}$$

где: n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Результаты расчета нормативной карты представлены в таблице В.1 приложения В [14;15].

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 15 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 15 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение доставка осуществляется вертолётами.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте, составляют 1707,9 часов или 71 сутки.

Календарное время бурения 737,52 часов или 30,73 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 255,5 часов или 10,6 суток.

Таблица 38 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
1	2	3	4	5

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4	5
Вышкомонтажная	71			
Бурения	30			
Испытания	10			

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Себестоимость строительства скважины определяется затратами средств на все установленные работы по сооружению скважины. Для расчета себестоимости необходимо определить:

1) объем буровых работ в сметных ценах;
2) накладные расходы основных, вспомогательных и подсобных производств;
3) свод затрат по строительству скважин.

Сметный расчет на бурение скважины в ценах 1984 года представлен в таблице В.2 приложения В [4]. Сметный расчет на крепление скважины в ценах 1984 года представлен в таблице В.3 приложения В [4]. Сводный сметный расчет представлен в таблице В.4 приложения В.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.2000 N 162 [22].

Более того, согласно статье 147 Трудового Кодекса РФ, работникам с подклассом вредных условий труда полагается повышение оплаты труда. Минимальный размер составляет не менее 4% от оклада или тарифной ставки.

Для рабочих, занятых в бурении, длительность рабочей смены составляет 12 часов. В подобных условиях используются особые 2-бригадные графики, которые могут чередоваться каждые 12 часов. В силу того, что места сооружения скважин труднодоступны, применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, или 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

На площадке, предназначенной для буровой установки, не должно быть посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газопроводов - не менее 50 м.

В зависимости от типа применяемого оборудования определяется размер рабочей площадки, с целью обеспечения свободного размещения на ней всех 89 необходимых вспомогательных сооружений и оборудования, а также предусмотреть минимум затрат для проведения рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

Если буровая установка находится вблизи отвесных склонов, то размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

При использовании передвижной электростанции (ПЭС) с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) ее размещение должно осуществляться в соответствии со следующими правилами:

а) Разрешена установка ПЭС мощностью до 125 кВт в привышечных сооружениях, если она обслуживает одну установку;

б) при обслуживании нескольких буровых установок ПЭС должна размещаться в обособленном помещении, находящемся на расстоянии от буровой установки не менее полуторной высоты вышки (мачты);

в) на расстоянии не более 25 м от постоянного рабочего места машиниста буровой установки или его помощника должны устанавливаться ПЭС, работающие без постоянного присутствия машиниста;

г) при бурении скважин в условиях возможных ГНВП ПЭС должна устанавливаться в обособленных помещениях на расстоянии от буровой установки, превышающем высоту вышки (мачты) не менее чем на 50 м. Данные требования регулируются правилами безопасности при геологоразведочных работах [28].

5.2 Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 39.

Таблица 39 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Движущиеся машины и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91[15] ГОСТ 12.4.026-2001[21]
2.Повышенный уровень вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 [20]
3. Отклонение показателей климата	-	+	+	ГОСТ 12.4.236-2007[23] ГОСТ Р 12.4.218–99[24]
4. Превышение уровней шума	+	+	-	ГОСТ 12.1.003–83 [18]
5. Недостаток освещения	+	+	+	ПБ 08-624-03. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4]

5.2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов и Обоснование мероприятий по снижению воздействия

5.2.1.1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому обязательно нужно провести инструктаж по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием каждого поступающего на работу человека; обеспечить медико-санитарное обслуживание. ГОСТ 12.2.003-91 относится к основным документам, который регламентирует работу с движущимися механизмами [15].

Здесь описываются следующие требования:

- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;

- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями [2].

Во избежание травм всем рабочим выдается спецодежда: защитная каска, сапоги, щитки защитные лицевые, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [27].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 опасные зоны должны быть оборудованы ограждениями [17].

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 применяются инструкции, предупредительные надписи, плакаты по технике безопасности и знаки, а так же используются сигнальные цвета [21].

5.2.1.2. Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибросита, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие

коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" [20].

5.2.1.3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м2 (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м2 . С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы. В зимнее время температура воздуха понижается до -50ºС. К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ 12.4.236-2007 [23]. Основное требование к зимней спецодежде – это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218–99 [24], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясницы. Для защиты от переохлаждения при проведении

полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогревания и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогревания и отдыха работников [25, 26].

5.2.1.4. Превышение уровней шума

Шум - беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибросита. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности" [18]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

5.2.1.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05–95 "Естественное и искусственное освещение" [3]. Освещение

должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному.

На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [4]. Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, путь движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полати верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

5.3 Экологическая безопасность

Одна из самых загрязняющих экологию отраслей является нефтяная промышленность, потому что нарушение экологической обстановки может быть вызвано всеми технологическими процессами. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

5.3.1 Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных (пыль, туман, дымы) и антропогенных источников. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техник.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

5.3.2 Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдёт загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

– сооружать водоотводы, накопители и отстойники,

– очистные сооружения для буровых и бытовых стоков,

– создать прочное цементное кольцо по всей длине обсадной колонны, чтобы исключить перетоки пластовых вод из одного пласта в другой.

5.3.3 Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы.

Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это ситуация, которая представляет непосредственную угрозу здоровью и жизни людей, имуществу или окружающей среде.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

• лесные пожары;

• газонефтеводопроявления (ГНВП);

• взрывы ГСМ;

• разрушение буровой установки;

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

• недостаточная плотность бурового раствора.

• недолив скважины при спуско-подъемных операциях;

• поглощение жидкости, находящейся в скважине;

• уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;

• длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемых фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением нужно:

• провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;

• проверить состояние буровой установки, ПВО,

• провести учебную тревогу;

• оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи:

«Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

• зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;

• загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);

• оповестить руководство предприятия о ГНВП;

• далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП включает вымыв флюида (процесс удаления из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность) и глушение скважины (заполнение скважины утяжелённым буровым раствором).

Заключение

В данной выпускной квалификационной работы на тему: «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3250 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)» было выполнено: обоснование профиля и конструкции скважины, определены глубины спуска обсадных колонн и их число, выбраны интервалы цементирования, рассчитаны диаметр проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработана схема обвязки устья скважины.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать двухколонную конструкцию скважины. В связи с возможным гидроразрывом пласта под башмаком кондуктора на рассчитанной глубине проектируется спуск технической колонны на данную глубину, кондуктор спускается на глубину, позволяющую перекрыть интервал интенсивного поглощения бурового раствора.

Для качественному крепления стенок скважины и избежания заколонных перетоков, необходимо проектировать забой закрытого типа.

В целях экономии денежных средств для бурения интервалов под кондуктор и техническую колонну проектируется ВЗД одного типоразмера и вида двигатель Д-240РС, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Шарошечное долото проектируется при бурении под направление и кондуктор, так как оно обеспечивает максимальную механическую скорость бурения, а выбор самого долота связан тем, что мягкие горные породы находятся в этом интервале.

Для бурения интервала под техническую и эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром, так как оно обеспечивает максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальное количество, тип буровых насосов и режимы их работы. Под направление был выбран бентонитовый буровой раствор, для формирования наиболее качественной стабилизирующей фильтрационной корки. В связи с наличием глин по всему разрезу скважины для бурения интервалов под кондуктор и ТК запроектированы полимерные-глинистые буровые растворы, которые минимизируют процесс набухание глин. Для бурения под ЭК выбран биополимерный раствор, в состав которого вход ингибитор (соль) KCL, который предупредит набухание глинистых минералов в призабойной зоне и обеспечит сохранение коллекторских свойств пласта.

Для подбора необходимых характеристик труб был выполнен расчет обсадных колонн на прочность. Для снижения экономических затрат было принято решение запроектировать эксплуатационную колонну двухсекционной. В интервал продуктивного пласта спускаются обсадные трубы группой прочности Е, данный выбор обусловлен требуемой прочностью труб для реализации МГРП, для проведения которого создается давление 362 атм. Второй секцией ЭК спускаются трубы с группой прочности Е, обладающая подобными прочностными характеристиками, также использование труб с меньшей толщиной стенки облегчает спуск обсадной колонны и позволяет увеличить проходной диаметр. Ввиду большого коэффициента кавернозности в оснастку обсадных труб проектируются центраторы-турбулизаторы, которые центрируют колонну в скважине и обеспечивают турбулизацию потока тампонажного раствора в затрубном пространстве, что повышает качество цементирования. В качестве буферной жидкости используются порошки двух видов: МБП-СМ и МБП-МВ. Первый обладает хорошей моющей способностью, второй обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважины.

Цементирование данной скважины выбрано одноступенчатое с двумя пробками.

Кумулятивный перфоратор Скорпион 102 используется для вторичного вскрытия продуктивного пласта.

Для низких и средних устьевых давлений применяли фонтанную арматуру по первой схеме АФ1-**80/65х21.**

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК2-35-168х245х324 К2 ХЛ, ОП5-350/80х35, АФ6-80/65х35.

Для проведения буровых работ была подобрана вышка БУ 3200/200 ЭУ

В ходе работы были исследованы прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн. Изучены их характеристики, применение, рассмотрены реактивные прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн и рассмотрены прорабатывающие башмаки с силовым приводом. Для снижения риска возникновения осложнений при спуске обсадных колонн специалистами различных компаний разрабатываются и совершенствуются системы прорабатывающих башмаков.

В разделе финансовый менеджмент приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству газовой скважины.

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой установке, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 1007 с. ..

2. «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых» СанПиН 1964-79 от 19.02.1979г.

3. «Естественное и искусственное освещение» СНиП 23-05-95 от 01.01.1996 г. – Введ. постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 г. N 18-78

4. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с..

5. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109с. 80

6. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16с. .

7. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document.

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

9. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by

10. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document

11. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун–т. Пермь, 2007, – 189 с..

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

13. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document.

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

15. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 3с.

16. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49с

17. ГОСТ 12.2.062-81. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006.

18. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум.

19.Статья 147 ТК РФ. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда

20. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».

21. ГОСТ 12.4.026-2001. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и сигнальная разметка. Общие технические требования и характеристики. – 2001.

22. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными

условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".

23. ГОСТ 12.4.236-2007. Одежда специальная для защиты от пониженных температур

24. ГОСТ Р 12.4.185-99 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты от пониженных температур. Методы определения теплоизоляции комплекта

25. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. – 87 с.

26. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

27. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

28. ПБ 08-37-2005. Федеральное агентство по недропользованию. Правила безопасности при геологоразведочных работах.

29. С. В. Каменских, Ю. Л. Логачёв, А. В. Нор, Н. М. Уляшева, А. С. Фомин. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин [Текст] : учеб. пособие / С. В. Каменских [и др.]. – Ухта: УГТУ, 2014. – 231 с.: ил. [Электронный ресурс] ¾ Режим доступа: https://docplayer.ru/41076657-Oslozhneniya-i-avarii-pri-stroitelstve-neftyanyh-i-gazovyh-skvazhin.html, свободный (дата обращения 17.02.2020).

30. С.Е. Петерс, Основные проблемы некачественного спуска обсадных колонн и возможные пути их решения. Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции: Т. 1 / отв.ред. П. В. Евтин. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 274 с. [Электронный ресурс] ¾ Режим доступа: https://www.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2015/08/Novye-tehnologii-neftegazovomu-regionu-2019-Tom-1.pdf, свободный (дата обращения 17.02.2020).

31. Официальный сайт компании FORDIA. [Электронный ресурс] Режим доступа: http://forgeo.info/wp-content/uploads/2017/04/Forgeo_apr_2017_web.pdf, свободный (дата обращения 17.02.2020).

32. Васильев А.В., Обзор систем прорабатывающих башмаков, применяемых при спуске обсадных колонн и хвостовиков в ствол пробуренной скважины.//Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы VIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых (Нижневартовск, 27 апреля 2018 г.). В 2-х томах / отв. ред. Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень: ТИУ, 2018.Том 2. – 184 с.

33. Н.Н. Балака, В.Н. Вислогузов, Д.А. Приймаченко, В.В.Шульга. Weatherford успешно завершил пилотный проект по спуску обсадных колонн с вращением. //Научный журнал: Бурение и нефть.2012.

34. Прорабатывающие башмаки с силовым приводом. Материалы сайта ОАО 'ПЕРМНЕФТЕМАШРЕМОНТ'. [Электронный ресурс] ¾ Режим доступа: http://www.pnmr.ru/catalog/prorabatyvayushchie-bashmaki-s-silovym-privodom/prorabatyvayushchiy-bashmak-s-silovym-privodom-bvp-nerazburivaemyy/, свободный (дата обращения 17.02.2020

35. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf

36. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х

37. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Геологическая характеристика скважины

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

Интервал залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
Глубина		название	индекс	угол		
верх	низ			град.	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	четвертичные отложения	Q – N1	-	-	1,30
50	120	туртасская свита	P3 tr	-	-	1,20
120	180	новомихайловская свита	P3 nm	-	-	1,20
180	270	атлымская свита	P3 at	-	-	1,20
270	450	тавдинская свита	P3-2 tv	-	-	1,20
450	670	люлинворская свита	P2 ll	-	-	1,20
670	810	талицкая свита	P1 tl	-	-	1,20
810	875	ганькинская свита	P1-K2 gn	-	30	1,20
875	1060	березовская свита	K2 br	-	30	1,10
1060	1097	кузнецовская свита	K2 kz	-	30	1,10
1097	1380	уватская свита (кровля - отражающий горизонт Г)	K2 uv	-	30	1,10
1380	1670	ханты-мансийская свита	K2-1 hm	-	30	1,10
1670	1970	викуловская свита (кровля - отражающий горизонт М')	K1 vk	1	00	1,10
1970	2020	кошайская свита	K1 csh	1	00	1,10
2020	2777	фроловская свита АС1-9 (кровля - отражающий горизонт М)	K1 fr	1	00	1,10
2777	2800	баженовская свита Ю0 (кровля - отражающий горизонт Б)	K1-J3 bg	1	00	1,10
2800	2820	абалакская свита Ю1	J3-2 ab	1	30	1,10
2820	3140	тюменская свита Ю2-9	J2 tm	1	30	1,05
3140	3210	горелая свита Ю10	J2-J1 gr	1	30	1,05
3210	3220	кора выветривания + палеозой (кровля - отражающий горизонт А)	K.B.-Pz	1	30	1,05

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q – N1	0	50	Пески, супеси, суглинки, алевриты и глины
P3 tr	50	120	Алевролиты глинистые, алевриты, с подчиненными прослоями диатомитов, глины алевритовые, подчиненные прослои песков
P3 nm	120	180	Глины алевритистые, коричневато-серые, алевриты, пески мелкозернистые
P3 at	180	270	Пески кварцево-полевошпатовые, кварцевые, с прослоями глин, алевритов.
P3-2 tv	270	450	Глины зеленые и зеленовато-серые, листоватистые, алевритистые с пропластками алевритов и линзочками бурых углей. Единичные фораминиферы и радиолярии. Комплекс спор и пыльцы
P2 ll	450	670	Глины алевритистые, морские, диатомовые, опоковидные. Охарактеризована комплексами диатомовых водорослей. Диатомиты светло-серые, белые, легкие. Фораминиферы, комплексы радиолярий, комплекс спор и пыльцы. Глины опоковидные и опоки с прослойками глауконитовых песчаников.
P1 tl	670	810	Глины темно-серые, бурые, алевритовые, с прослоями тонкозернистых песчаников и алевролитов. Фораминиферы, остатки моллюсков, радиолярии, диатомовые водоросли, силикофлагеллаты. Глины темно-серые, алевритистые, местами опоковидные.
P1-K2 gn	810	875	Глины зеленовато-серые, известковистые, местами листоватые, с включениями пирита, иногда глауконита.
K2 br	875	1060	Глины серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабоалевритистые, с редкими прослоями опоковидных глин и опок, с конкрециями пирита. Комплексы фораминифер и радиолярий. Фауна, споро-пыльцевые комплексы
K2 kz	1060	1097	Глины серые, зеленовато-серые, участками глауконитовые. Встречаются остатки водорослей, раковин-двустворок и чешуи рыб.
K2 uv	1097	1380	Алевриты серые и светло-серые, с прослоями глин, песков, песчаников и известняков. Обугленные и ожелезненные растительные остатки, углистый детрит, янтарь. Редкие фораминиферы.
K2-1 hm	1380	1670	Глины серые и темно-серые, с прослоями алевритов и алевролитов, с намывами растительного детрита и чешуек слюды на поверхностях наслоения, остатки раковин-двустворок и редкие прослои известняков.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
K1 vk	1670	1970	Песчаники и алевролиты слабосцементированные, с прослоями алевритовых глин. Много углистого детрита. Пески и песчаники серые и светло-серые, алевриты и алевролиты, с прослоями и многочисленными гнездами темно-серых глин. Много обугленного растительного детрита на поверхностях наслоения. Изредка прослои известняков и известковых мергелей.
K1 csh	1970	2020	Глины серые, темно-серые, с прослоями светло-серых алевритов и глинистых известняков. Характерен растительный детрит.
K1 fr	2020	2777	Ритмичное чередование песчано-алевритовых пластов с пачками глин уплотненных, темно-серых, алевритовых. Встречаются прослои глинистых известняков. На поверхностях наслоения много обугленного растительного детрита. Глины темно-серые, реже серые, тонкоотмученные, с прослоями алевритов и мелкозернистых песчаников.
K1-J3 bg	2777	2800	Аргиллиты плитчатые, прослоями битуминозные, со стяжениями пирита и отпечатками морской фауны.
J3-2 ab	2800	2820	Аргиллиты с включениями пирита, глауконита
J2 tm	2820	3140	Грубое и более тонкое переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, с некоторым преобладанием последних. Редкие прослои углей.
J2-J1 gr	3140	3210	Битуминозные аргиллиты темно-серые до черных, с остатками углистого детрита. Песчаники, гравелиты, конгломераты серые, светло-серые, буровато-серые, с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов.
K.B.-Pz	3210	3220	Аргиллиты темно-серые со сферолитами сидерита. Песчано-гравийные породы. Породы коры выветривания. Известняки, доломиты, углистые и кремнистые сланцы, мергели.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м^3	Пористость, %	Проницаемость, Д	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя)
	от (верх)	до (низ)										
Q – N1	0	50	Пески Суглинки	1900 2000	35 10	0,6 -	7 60	1-2 -	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P3 tr – P1 tl	50	810	Песчаники Алевролиты Глины	1900 2000 2200	35 25 10	0,5 0,05 0,001	10 30 90	2 2,2 2,2	-	1,1 – 4,5	II	М, МС
P1-K2 gn – K2 uv	810	1380	Глины Алевролиты Песчани-ки	2200 2100 2300	15-25 20-35 8	0,005 0,05 До 1,0	90 20 7	2 3 2	-	1,1 – 6	II – IV	МС
K2-1 hm – K1-J3 bg	1380	2777	Алевролиты Песчаники Пески	2100 2400 2300	До 18 До 25 20	0,01 до 1 0,5	25 10 5	3 2 2	-	1,1 – 4,5	II – IV	МС
K1-J3 bg	2777	2800	Аргиллиты	2600	2	Непроницаем.	95	До 5	-	1,1 – 4,5	III	С
J3-2 ab	2800	2820	Аргиллиты	2600	2,5	До 1	97	5	-	1,1 – 4,5	III	С
J2 tm	2820	3140	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	2600 2200 2200	 15 До 15	непроницаем 0,05 До 1	100 20 10	7 3 4	-	1,1 – 4,5	IV-VIII	С
J2-J1 gr	3140	3210	Аргиллиты Песчаники	2600 2300	- До 13	непроницаем До 1	100 10	4 4	-	1,1 – 4,5	VI – VIII	С
K.B.-Pz	3210	3220	Глины Песчаники Алевролиты	2300 2200 2300	5 20-25 10-15	0,001 0,05-0,2 0,03	90 5 13	1-2 1-2 3-5	-	1,1 – 4,5	VII – VIII	С

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения
от (верх)	до (низ)	
0	30	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости.
30	880	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости. Водопроявления. Возможны посадки и заклинки кондуктора, сальникообразования.
880	2750	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, сужение ствола скважины и сальникообразования. Нефтепроявления (Ка = 1,00-1,02).
2750	3220	Газонефтепроявления (Ка = 1,25-1,30). Разжижение раствора. Поглощения бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений ,бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (Pz).

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

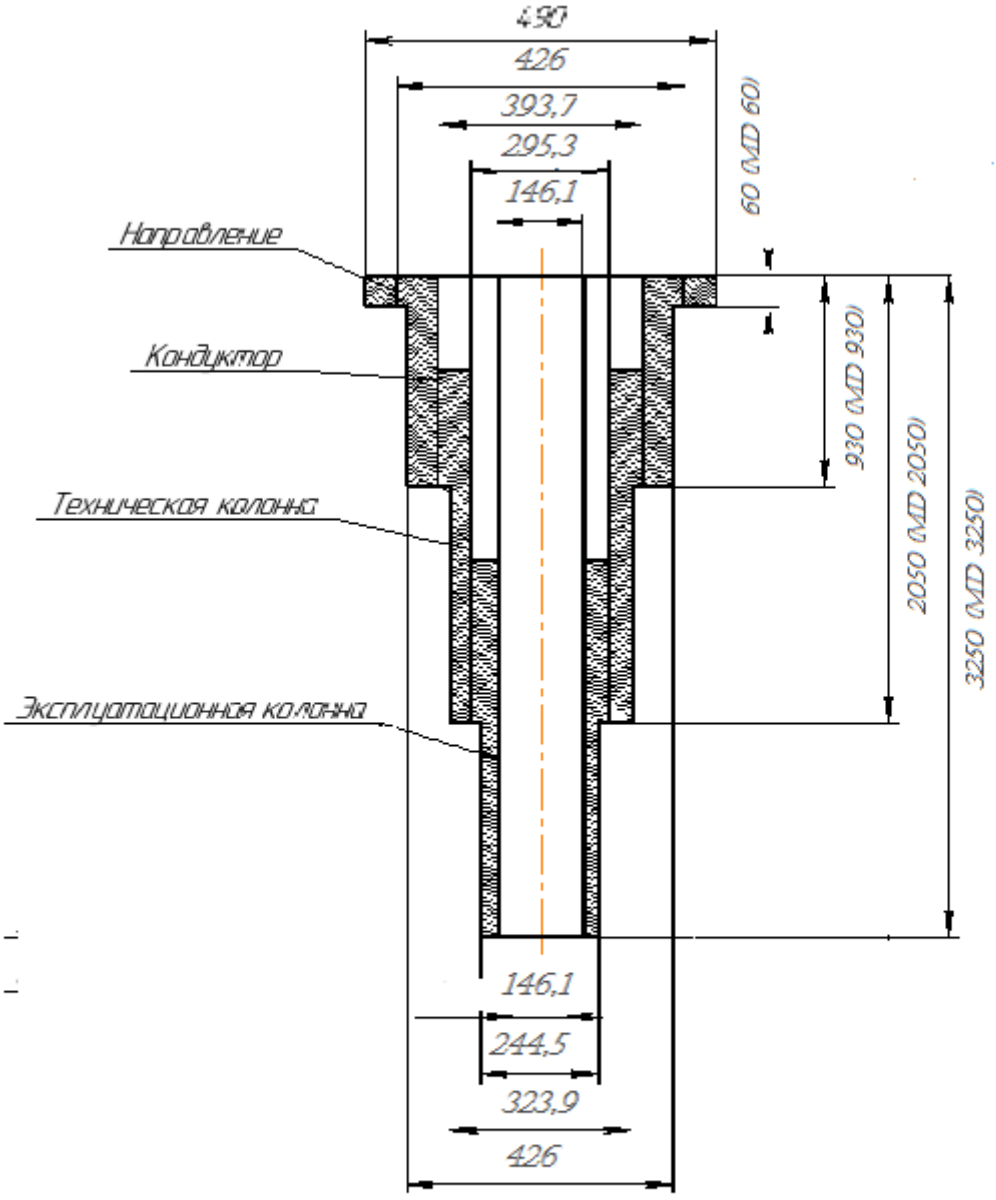

Рисунок Б.1 – Конструкция скважины

Таблица Б.2 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ) Резьба (верх)	Тип соединения (низ) Тип соединения (верх)	Сум. вес, т
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0–60 м)							
1	490,0 М-ЦВ	0,65	490	-	З-171	Ниппель	0,300
2	Переводник М152хМ171	0,52	225	100	З-171 З-171	Муфта Муфта	0,093
3	КЛС-490	1,64	490	-	З-171 З-171	Ниппель Муфта	0,560
4	Переводник М171хН161	0,54	225	73	З-171 З-181	Ниппель Муфта	0,061
5	УБТС2- 241	24	241	71	З-181 З-181	Ниппель Муфта	7,7952
6	Переводник М161хН163	0,53	225	76	З-181 З-163	Ниппель Муфта	0,090
7	Обратный клапан	0,37	240	80	З-163 З-163	Ниппель Муфта	0,043
8	Переводник М163хН162	0,52	225	76	З-163 З-162	Ниппель Муфта	0,087
9	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	З-162 З-162 З-133 З-133	Ниппель Муфта Муфта Муфта	0,434

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Переводник М162хН133	0,50	225	76	З-162	Ниппель	0,067
					З-133	Муфта	
					З-133	Муфта	
11	КШЗ-133х35	0,47	155	62	З-133	Ниппель	0,04
					З-133	Муфта	
12	ВБТ 140	14	-	82,6	З-133	Ниппель	0,8
Бурение под кондуктор (60–930 м)							
1	393,7 GRD 111	0,3	393,7	-	З-177	Ниппель	0,300
2	Переводник М177хМ171	0,52	225	100	З-177	Муфта	0,093
					З-171	Муфта	
					З-171	Муфта	
3	КЛ 393,7 МС	1,1	393,7	185	З-171	Ниппель	0,155
					З-171	Муфта	
4	Переводник М171хН171	0,52	225	80	З-171	Ниппель	0,060
					З-171	Муфта	
5	Д-240РС	10,1	240	-	З-171	Ниппель	2,547
					З-163	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	З-163	Ниппель	0,105
					З-163	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-240РС	0,37	240	55	З-163	Ниппель	0,043
					З-163	Муфта	
8	Переводник М171хН163	0,521	225	101	З-163	Ниппель	0,087
					З-171	Муфта	
9	КЛ 393,7 МС	1,1	393,7	185	З-171	Ниппель	0,155

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Переводник М171хН161	0,521	225	101	З-171 З-161	Ниппель Муфта	0,087
11	УБТС2-203х100 Д	12	203	100	З-161 З-161	Ниппель Муфта	4,494
12	Переводник М161хН147	0,52	225	100	З-161 З-147	Ниппель Муфта	0,060
13	УБТС2-178х90 Д	24	178	90	З-147 З-147	Ниппель Муфта	3,744
14	Переводник М147хН162	0,53	225	100	З-147 З-162	Ниппель Муфта	0,063
15	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	З-162 З-162	Ниппель Муфта	2,927
Бурение под техническую колонну (930–2050 м)							
1	PDC БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	0,3	295,3	-	З-152	Ниппель	0,035
2	Переводник М152хМ152	0,52	240	-	З-152 З-152	Муфта Муфта	0,093
3	К 295,3 МС	0,90	295,3	185	З-152 З-152	Ниппель Муфта	0,114
4	Переводник М171хН152	0,52	225	80	З-152 З-171	Ниппель Муфта	0,060
5	Д-240РС	10,1	240	-	З-171 З-163	Ниппель Муфта	2,547
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	З-163 З-163	Ниппель Муфта	0,105
7	Клапан обратный КОБ-240РС	0,37	240	55	З-163 З-163	Ниппель Муфта	0,043

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
8	Переводник М152хН163	0,521	225	101	З-163	Ниппель	0,087
9	К 295,3 МС	0,90	295,3	185	З-152	Ниппель	0,114
					З-152	Муфта	
10	Переводник М163хН161	0,521	225	101	З-163	Ниппель	0,087
					З-161	Муфта	
11	УБТС2-203х100 Д	12	203	100	З-161	Ниппель	2,568
					З-161	Муфта	
12	Переводник М161хН147	0,52	225	100	З-161	Ниппель	0,060
					З-147	Муфта	
13	УБТС2-178х90 Д	24	178	90	З-147	Ниппель	3,744
					З-147	Муфта	
14	Переводник М147хН162	0,53	225	100	З-147	Ниппель	0,063
					З-162	Муфта	
15	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	З-162	Ниппель	61,9
Бурение под эксплуатационную колонну (930-3250)							
1	БИТ -215,9 ВТ-613	0,25	215,9	-	З-147	Ниппель	0,0445
2	Переводник М147хМ133	0,47	172	-	З-147	Муфта	0,037
					З-133	Муфта	
3	Калибратор К 215 С	0,40	215	70	З-133	Ниппель	0,058
					З-133	Муфта	
4	Переводник М133хН117	0,46	172	80	З-117	Муфта	1,669
					З-133	Муфта	
5	ДРУ2-178РС	5,0	178	-	З-133	Ниппель	0,103
					З-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
6	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	З-133	Ниппель	0,103
					З-133	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-172РС	0,93	172	55	З-133	Ниппель	0,098
					З-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,51	172	78	З-133	Ниппель	0,031
					З-147	Муфта	
9	УБТС2 178х90 Д	55	178	90	З-147	Ниппель	8,580
					З-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,53	171,4	80	З-147	Ниппель	0,063
					З-162	Муфта	
11	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	З-162	Ниппель	99
					З-162	Муфта	
Отбор керна (2380-2410/3150-3200 м)							
1	Бурильная головка БИТ 215,9/100 В913С	0,4	215,9	100,6	З-161	Муфта	0,02
2	Переводник	178	178	76,2	З-161	Ниппель	0,064
					З-133	Ниппель	
3	Керноприемник СК178/100 "ВОСТОК" 3/9	27	185	140	З-133	Муфта	1,5
					З-133	Муфта	
4	Утяжеленная бурильная труба УБТ-165×57 Д	28,5	165	71,4	З-147	Ниппель	3,876
					З-147	Муфта	
5	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	З-133	Ниппель	78,97
					З-133	Муфта	

Таблица Б.3 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

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	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Бурение	0	50	ПК-127х9 Л	127	Л	9,19	З-133	30	0,949	6,79	23,70	24,93
Бурение	50	740	ПК-127х9 Л	127	Л	9,19	З-133	680	21,71	32,35	4,97	5,23
Бурение	740	1554	ПК-127х12,7 Р	127	Р	12,7	З-133	1488	64,90	75,98	4,06	4,26

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Бурение	1554	3417	ПК-127х9 Л	127	Л	9,19	З-133	560	17,89	21,77	7,39	7,78
Бурение	1554	3417	ПК-127х12,7 Р	127	Р	12,7	З-133	2755	120,17	147,00	2,08	2,19

Таблица Б.4 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

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					
1	2	3	4	5	6	7
Направление						
0	60	60	490,0	-	1,3	39,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						9,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						14,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						72,1
Объем раствора к приготовлению:						72,1
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						–
Кондуктор						
60	930	870	393,7	426	1,2	164,37
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						24,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						91,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,3
Объем раствора в конце бурения интервала						137
Общая потребность бурового раствора на интервале:						296,3
Объем раствора к приготовлению:						296,3
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						139,7

Продолжение таблицы Б.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Техническая колонна							
740	1554	814	295,3	306,9	1,2		144,34
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации							6,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке							108
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО							6,3
Объем раствора в конце бурения интервала							170,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:							550
Объем раствора к приготовлению:							81,9
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал							–
Эксплуатационная колонна							
1554	3417	1863	215,9	228,7	1,25		119,55
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации							806
Расчетные потери бурового раствора при очистке							91,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО							8,9
Объем раствора в конце бурения интервала							151,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:							138,2
Объем раствора к приготовлению:							138,2
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал							–

Таблица Б.5 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор		колонна				Итого	
							техническая		эксплуатационная			
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25,0	83,1	3	194	8	142	6	251	10	588	24
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	5938	6	13872	14	10252	10	0	0	29962	30
Барит	утяжелитель	25	786	31	593	24	380	15	0	0	1671	47
Полиакриламид	понизитель фильтрации	25	0	0	139	6	103	4	0	0	242	10
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистр	0	0	277	11	205	8	359	14	841	34
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	0	42	2	31	1	54	2	126	5
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	0	0	153	6	113	5	197	8	463	19
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	1000	0	0	832	1	615	1	3000	3	4523	5
Ингибитор	подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	0	0	277	11	205	8	359	14	841	34
регулятор вязкости	ксантановая смола,	25	0	0	0	0	0	0	500	20	500	20

Продолжение таблицы Б.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ингибитор глин	KCL	900	0	0	0	0	0	0	13820	16	50	16
Пеногасители	ПЕНТА 461	20	0	0	0	0	0	0	69	4	69	4
Регулятор жесткости	Na2CO3	25	0	0	29	2	81	4	138	6	248	12
Регулирование плотности, кольматация каналов	CaCO3	1000	0	0	0	0	0	0	13800	14	13800	14
Бактерициды/	Септор БДУ-50	3	0	0	0	0	0	0	70	24	90	24

Таблица Б .6 – Методы и периодичность контроля параметров буровых растворов.

Параметр	Ед. изм.	Приборы и оборудование	Периодичность контроля параметров			
			Направление	Кондуктор	Техн Колонна	Эксп Колонна
1	2	3	4	5	6	7
Плотность бурового раствора ρ	г/см^3	ареометр, рычажные весы	2 часа	2 часа	2 часа	2 часа
Условная вязкость Т	с	вискозиметр ВБР-1	2 часа	2 часа	2 часа	2 часа
Показатель фильтрации $Ф_{30}$	см^3	Фильтр-пресс ФЛР-1	4 часа	4 часа	4 часа	4 часа

Продолжение таблицы Б.6

1	2	3	4	5	6	7
Статическое напряжение сдвига $\theta_{10сек/10мин}$	Па	Ротационный вискозиметр	4 часа	4 часа	4 часа	4 часа
Кажущаяся вязкость θ_{600}	мПа·с	Ротационный вискозиметр	4 часа	4 часа	4 часа	4 часа
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$	мПа·с	Ротационный вискозиметр	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену
Динамическое напряжение сдвига τ_0	Па	Ротационный вискозиметр	4 часа	4 часа	4 часа	4 часа
Содержание песка в буровом растворе П	$см^3$	Металлический отстойник ОМ-2	2 раза в смену	2 раза в смену	2 раза в смену	2 раза в смену
Показатель химической активности pH	Единицы pH	Индикаторная бумага	4 часа	4 часа	4 часа	4 часа
Толщина фильтрационной корки $К_Ф$	мм	Линейка	8 часов	8 часов	8 часов	8 часов
Показатель жесткости по кальцию Ca^{++}	мг/л	Бюре́тка	4 часа	4 часа	4 часа	4 часа
Показатель содержания хлора	мг/л	Бюре́тка	2 раза в смену	2 раза в смену	2 раза в смену	2 раза в смену
Катионообменная емкость МВТ	$кг/м^3$	Бюре́тка	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену
Коэффициент трения $С_Т$	–	УСР-1	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену
Коэффициент вспениваемости $С_В$	%	–	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену	1-2 раза в смену

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	III 490,0 С-ЦВ	0	20	400	0,02	20	1	0,4	0,4
Промывка (ЕНВ)	–								0,055
СПО и наращивание (ЕНВ)	–								0,5
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)	–								1,3
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)	–								0,17
Крепление (ЕНВ)	–								12,1

Продолжение таблицы В .1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Смена вахт	–								0,1
Ремонтные работы	–								0,6
Итого	–								15,23
Кондуктор									
Бурение	III 393,7 К-ЦГВ	20	1236	500	0,027	1216	3	32,83	32,83
Промывка (ЕНВ)	–								0,47
СПО и наращивание (ЕНВ)	–								9,68
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)	–								5,3
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)	–								0,6
Крепление (ЕНВ)	–								28,5
Смена вахт	–								0,5
Ремонтные работы	–								2,15
Итого	–								80,03
Техническая колонна									

Продолжение таблицы В .1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение	III 295,3 ТЗ-ГВУ	1236	2047	3200	0,06	811	1	48,66	48,66
Промывка (ЕНВ)	–								0,56
СПО и наращивание (ЕНВ)	–								9,71
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)	–								4,3
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)	–								0,4
Крепление (ЕНВ)	–								30,1
Смена вахт	–								0,8
Ремонтные работы	–								3,7
ГТИ	–								6,9
Итого	–								105,13
Эксплуатационная колонна									
Бурение	III 215,9 К-ПГВ (ПВ)	2047	3055	3200	0,08	1008	1	80,64	80,64
Промывка (ЕНВ)	–								0,88
СПО и наращивание (ЕНВ)	–								12,4

Продолжение таблицы В .1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)	–								3,5
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)	–								0,5
Крепление (ЕНВ)	–								28,6
Смена вахт	–								1,9
Ремонтные работы	–								8,9
ГТИ	–								12,1
Итого	–								149,42

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,00	516,60	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,67	92,59	2,40	33,166	4,40	608,04	10,22	1412,30
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	27,78	–	99,5	–	182,41	–	423,69
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	–	–	0,67	9,65	2,40	34,56	4,40	63,56	10,22	147,17
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	2,89	–	10,37	–	19,01	–	44,15
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4,00	71,80	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,00	1011,44	0,67	169,42	2,40	606,86	4,40	1112,58	10,22	2584,23
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1443,00	4,00	5772,00	0,67	966,81	2,40	3463,30	4,40	6349,20	10,22	14747,46
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	–	–	–	–	–	–	–	–	10,22	2499,81
Прокат ВЗД	сут	175,44	–	–	–	–	2,4	421,06	4,40	771,94	–	–
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,90	–	–	–	–	2,4	578,28	4,40	1060,18	–	–
Прокат РУС	сут	426,27	–	–	–	–	–	–	–	–	10,22	4356,38
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	15,7	–	–	0,67	10,52	2,40	37,68	4,40	69,09	10,22	160,45
Эксплуатация ДВС,	сут	10,90	–	–	0,67	7,30	2,40	26,16	4,40	47,96	10,22	111,40
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	–	–	0,67	100,15	2,40	358,75	4,40	657,71	10,22	1527,69

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,60	4,00	710,40	0,67	118,99	2,40	426,24	4,40	781,44	10,22	1815,07
Зависящие от объема работ												
Сода каустик	т	138,18	–	–	0,065	8,98	0,1164	16,08	0,0313	4,33	0,177	24,46
Сода бикарбонат	т	229,31	–	–	0,065	14,91	0,233	53,43	0,0625	14,33	0,354	81,18
Бентонит марки ПБМБ	т	91,52	–	–	3,91	357,84	–	–	–	–	–	–
Osno-Desco CA	т	366,98	–	–	0,065	23,85	–	–	–	–	–	–
Барит	т	348	–	–	11,73	4082,04	9,312	3240,58	2,41	838,68	–	–
Сульфанол	т	504,59	–	–	–	–	0,233	117,57	0,0625	31,54	–	–
Гаммаксан	т	642,2	–	–	–	–	0,09312	59,80	0,0241	15,48	1,238	795,04
Оснопак HV-O	т	779,8	–	–	–	–	0,2794	217,88	0,0723	56,38	–	–
Оснопак LV-O	т	756,88	–	–	–	–	0,9312	704,81	0,241	182,41	–	–
Atren Thermo A	т	275,2	–	–	–	–	0,1862	51,24	0,0482	13,26	6,012	1654,5
Atren-FK D	т	412,84	–	–	–	–	2,328	961,09	0,6025	248,74	7,07	2920
Хлористый калий	т	160,54	–	–	–	–	–	–	–	–	28,3	4543,28
Atren -Ores	т	114,68	–	–	–	–	–	–	–	–	26,5	3039,02
Atren-Bio A	т	275,23	–	–	–	–	–	–	–	–	0,177	48,72
Atren Antifoam B	т	1605,5	–	–	–	–	–	–	–	–	0,177	284,17
Долото 490,0 GRD213	шт	1661,7	–	–	1	1661,7	–	–	–	–	–	–
Долото 393,7 GRD213	шт	1422	–	–	–	–	2	2844	–	–	–	–
Долото TD-295,3 SVD 616-1.2	шт	4983,6	–	–	–	–	–	–	1	4983,6	–	–
Долото 215,9 ViM613	шт	5504,6	–	–	–	–	–	–	–	–	1	5504,6

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Калибратор К-490,0 МС	шт	871,56	–	–	1	871,56	–	–	–	–	–	–
Калибратор К 393,7 МС	шт	550,46	–	–	–	–	2	1100,92	–	–	–	–
Калибратор К 295,3 МС	шт	412,84	–	–	–	–	–	–	1	412,84	–	–
Калибратор К 215,9 МС	шт	275,23	–	–	–	–	–	–	–	–	1	275,23
Итого затрат на бурение по этапам	–	–	–	8082,24	–	8531,78	–	15778,89	–	18363,26	–	43373,00
Итого затрат на бурение	96973,2											

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Коли-чество	Сумма	Коли-чество	Сумма	Коли-чество	Сумма	Коли-чество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,50	69,10	1,05	145,10	1,25	172,74	1,89	261,18
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	20,73	–	43,53	–	51,82	–	78,35
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	0,50	7,20	1,05	15,12	1,25	18,00	1,89	27,22
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	2,16	–	4,54	–	5,40	–	8,16
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,50	126,43	1,05	265,50	1,25	316,08	1,89	477,91
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1443,00	0,50	11,43	1,05	24,00	1,25	28,58	1,89	43,21
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора	сут	22,86	0,50	11,43	1,05	24,00	1,25	28,58	1,89	43,21
Эксплуатация ДВС,	сут	10,90	0,50	5,45	1,05	11,45	1,25	13,63	1,89	20,60
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	0,50	74,74	1,05	156,95	1,25	186,85	1,89	282,52
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,60	0,50	88,80	1,05	186,48	1,25	222,00	1,89	335,66

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х10 Д	т	344,38	5,325	1833,82	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 324х8,5 Д	т	344,38	–	–	50,616	17431,14	–	–	–	–
Обсадные трубы 245х8,9 Д	т	345,38	–	–	–	–	93,24	32203,23	–	–
Обсадные трубы 168,3х8 Е	т	399,1	–	–	–	–	–	–	91,44	36494,90
Обсадные трубы 139,7х10,5 Л	т	431,2	–	–	–	–	–	–	20,44	8813,73
БКМ-426	шт	142,57	1	142,57	–	–	–	–	–	–
ЦКОДМ-426	шт	398,94	1	398,94	–	–	–	–	–	–
ПЦ-426/490	шт	31,6	6	189,60	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-426	шт	70,45	1	70,45	–	–	–	–	–	–
БКМ-324	шт	74,77	–	–	1	74,77	–	–	–	–
ЦКОДМ-324	шт	142	–	–	1	142,00	–	–	–	–
ЦТГМ-324/394	шт	35	–	–	21	735,00	–	–	–	–
ПЦ-324/394	шт	31,6	–	–	5	158,00	–	–	–	–
ПРП-Ц-324	шт	35,4	–	–	1	35,40	–	–	–	–
БКМ-245	шт	56,93	–	–	–	–	1,00	56,93	–	–
ЦКОДМ-245	шт	103,4	–	–	–	–	1	103,40	–	–
ЦТГ-245/295	шт	26,4	–	–	–	–	25	660,00	–	–
ПЦ-245/295	шт	25,4	–	–	–	–	23	584,20	–	–
ПРП-Ц-245	шт	26,14	–	–	–	–	1	26,14	–	–
БКП-Вр-140	шт	80,7	–	–	–	–	–	–	1	80,70
ЦКОДУ-140	шт	63	–	–	–	–	–	–	1	63,00
Муфта гидравлическая (ГРП) МГ-139,7	шт	807,34	–	–	–	–	–	–	5	4036,70
Набухающий пакер Б-П-НК 140	шт	359,63	–	–	–	–	–	–	10	3596,30
ПЦ-2-140/216	шт	16,7	–	–	–	–	–	–	97	1619,90
Переводник П 168/140	шт	18,8	–	–	–	–	–	–	1	18,80

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПГМЦ1.168	шт	5271,33	–	–	–	–	–	–	1	5271,33
ЦТГ-168/216	шт	20,16	–	–	–	–	–	–	46	927,36
ПЦ-2-168/216	шт	20,16	–	–	–	–	–	–	5	100,80
ПРП-Ц-Н 168	шт	17,7	–	–	–	–	–	–	1	17,70
ПРП-Ц-В 168	шт	9,84	–	–	–	–	–	–	1	9,84
МБП-СМ	кг	0,69	547,94	378,0786	410,268	283,0849	236,58	163,2402	138,27	95,4063
МБП-МВ	кг	0,98	469,66	460,2668	351,66	344,6268	202,78	198,7244	118,52	116,1496
ПЦТ - II - 50	т	28,9	7,64	220,796	9,9	286,11	–	–	–	–
ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	т	27	–	–	31,68	855,36	–	–	–	–
ПЦТ - II - 100	т	30,6	–	–	–	–	5,79	177,174	6,44	197,064
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	28,44	–	–	–	–	30,75	874,53	25,55	726,642
НТФ	кг	1,17	2,44	2,85	21,01	24,58	19,17	22,4289	16,45	19,2465
Итого затрат на крепление по этапам	–	–	–	4103,41	–	21222,74	–	36085,08	–	63740,37
Итого затрат на крепление	125151,6									

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	59 123	12 888 920
Рекультивация перед планировкой	13 348	2 909 867
Итого		15 798 787
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	140 112	30 544 416
Разборка и демонтаж	12 084	2 634 312
Итого		33 178 728
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	96 973,2	20 520 159
Крепление скважины	125 151,6	27 283 049
Итого		47 803 208
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	35 333	7 702 562
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	28 008	6 105 635
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	12 132	2 644 786
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	898,67	195 910
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 610	6 672 980
Итого		9 513 676
Итого прямых затрат		120 102 596
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	137 732,3	30 025 649
8.Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	48 260,3	10 508 977
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	73 556,57	16 035 333
Транспортировка буровых бригад	5 341	1 164 338
Сооружение водяной скважины	4 636,3	1 010 709
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	1 473,7	321 274
Итого		18 531 654
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)	41 093,78	8 958 444

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение разведочной скважины глубиной 3250 м

Предприятие: АО «Самотлорнефтегаз»
Месторождение: Самотлорского
Оборудование:

- Буровая установка: БУ 3500/200 - ЭУК 1М
- Лебедка: ЛБ - 750
- Талевая система: 4х5
- Ротор: З - 560
- Насосы: НТБ-600

Геологическая часть

Глубина, м. по вертикали	Свита	Литологическое описание	Температура	Отбор керна	Интервалы возможных осложнений
1	2	3	4	5	6
	Чет.				осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, сужение ствола скважины и сальникообразования. Нефтепроявления (Ка = 1,00-1,02).
100	туртасская свита				
200	новомихайловская свита				
300	атлымская свита		3—5		
400	тавдинская свита				
500	люлинворская свита				
600	талицкая свита				
700	ганькинская свита				
800	березовская свита				
900	кузнецовская свита		10		
1000	уватская свита				
1100	ханты-мансийская свита				
1200	викуловская свита		11—12		
1300	кошайская свита				
1400	фроловская свита АС1-9		18—20	2380	осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, сужение ствола скважины и сальникообразования. Нефтепроявления (Ка = 1,00-1,02).
1500	баженовская свита		86		
1600	абалакская свита				
1700	тюменская свита Ю29		111 -108		
1800	горелая свита Ю10				
1900	кора выветривания		120	3150	Газонефтепроявления . Разжижение раствора..интенсивные поглощение бр

Техническая часть

Конструкция скважины	Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения об/мин	Производительность насосов, л/с	Параметры промывочной жидкости	Примечание
490 мм / 426 мм	490 М-ЦВ	-	8	60	45	Плотность=1,143 г/см^3, УВ= от 50 сек, Ф=8, СНС1=6-10 дПа, П=менее 2 %, pH = 8	
393,74 мм / 323,9 мм	393,7 GRD 111	ДР-286.3.60 IDT	8	130	70	Плотность=1,143 г/см^3, УВ=40-50 сек, Ф=8, СНС1=30-40 дПа, П=менее 0.5 %, pH = 8-10	1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течении не менее двух циклов с постоянным доливом, и записью в буровом журнале объема доливаемого раствора. 2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7м/с., за 100метров до продуктивного горизонта до 0,4м/с. 3. Не допускать нахождения бурильного инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут. 4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее(при нахождении бурильного инструмента в открытом стволе), поднять бурильный инструмент в башмак обсадной колонны, наверрнуть обратный клапан 5. При проведении каротажных работ, шаблонировку скважины производить: при глубине до 1500м. - через 18часов, до 2500м. - через 24часа, свыше 2500м. - через 36часов. На забое произвести промывку не менее двух цик 6. Межколонное пространство опрессовать незамерзающей жидкостью : ф=324х245 -5 МПа, ф=245 х 178 - 5,0МПа. 7. Проверку ПВО производить бурильщику - каждую смену, мастеру - еженедельно. Докрепление всех болтовых соединений производить 1 раз в декаду. 8. При бурение в интервалах набора параметров кривизны и стабилизации ствола скважины, компоновка бурильной колонны определяется ответственным представителем организации в 9.При бурении под тех.колонну и з.к. в случаи возникновения признаков обвалообразования или газоводопроявления, запланировать поэтапное увеличение удельного веса с Y=1,16±0,02 г/см^3 до Y=1,22±0,02 г/см^3.
426 мм / 244,5 мм	БИТ ВТ 619 УМ)	Д-240РС	6	130	52	Плотность=1,137 г/см^3, УВ=40-50 сек, Ф=8, СНС1=30-40 дПа, П=менее 0,5 %, pH = 8-10	
295,3 мм / 215,9 мм	БИТ -215,9 ВТ-613 «Триас 6» отбор керна (2380-2410, 3150-3200)	ДРУ2-178РС	9 отбор керна, 5	170 отбор керна, 30	40 отбор керна, 20	Плотность=1,339г/см^3, УВ=40-50 сек, Ф=8, СНС1=30-40 дПа, П=менее 0,5 %, pH = 8-10	
244,5 мм / 146,1 мм	СК-178/100 «Триас 6»						

60 м — 780 м — 930 м. — 1900 м — 2050 м. — 3250 м

песчанник; алевролиты; супеси, суглинки; отбор керна

аргиллиты; глины; доломиты, известняки; нефтеносность