

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01."Нефтегазовое дело"
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО- НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2595 МЕТРОВ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.323'324:622.243.23(24:181m2595)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Шелихов И.С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст.преподаватель	Епихин А.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ИО Зав.Кафедрой	Ковалёв А.В.	к.т.н.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление – «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

ИО зав. кафедрой

_____ Ковалёв А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Шелихов И.С

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2595 МЕТРОВ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(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.).</i></p>	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(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).</i></p>	

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		1.Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	
Общая и геологическая часть	Епихин А.В.	
Технологическая часть	Епихин А.В.	
Финансовый менеджмент	Вазим А.А.	
Социальная ответственность	Гуляев М.В.	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст.преподаватель	Епихин А.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Шелихов И.С.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Шелихов И.С.

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	К. Э. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Шелихов И.С.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б32Т	ФИО Шелихов И.С.
-------------------	---------------------

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочее место расположено на открытом воздухе. Буровая расположена в лесной зоне (тайга) Западной Сибири. В районе Парабельском Томской области. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Казанском НГКМ 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве скважины на Казанском НГКМ	<i>Вредные факторы 1. Неудовлетворительные погодные условия 2. Неудовлетворительная освещённость 3. Повышенный шум и вибрации, 4. Насекомые, животные. Опасные факторы 1. Механический травматизм 2. Ядовитые вещества. 3. Электрический травматизм. 4. Пожаро-взрывоопасность.</i>
2. Экологическая безопасность:	<i>Бурение скважины сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова.</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>- Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары - Анализ возможных чрезвычайных ситуаций</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<i>- Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. - нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М. В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Шелихов И.С.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общая и геологическая часть	
	Технологическая часть	
	Результаты проведенного исследования	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст.преподаватель	Епихин А.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Бурение скважин	Ковалёв А.В.	к.т.н.		

Аннотация.

Выпускная квалификационная работа содержит 84 страниц, 54 таблицы 14 рисунков, 2 приложения, 19 литературных источников.

Ключевые слова: буровая установка БУ – 3000 ЭУК, состав промывки полимерглинистый, мощность продуктивного пласта 10 метров, одноколонная конструкция, методы обработки призабойной зоны пласта, прямое одноступенчатое цементирование, проектирование КНБК по интервалам бурения.

Объектом исследования является наклонно-направленная скважина на Казанском НГКМ. Цель работы – проектирование технологических решений на строительство наклонно-направленной скважины Казанском нефтегазоконденсатном месторождении, глубиной 2595м

Во время исследования были проведены расчеты, проведены обоснования различного рода совокупных данных по представленным геологическим сведениям Казанского НГКМ.

В результате данного исследования спроектирована технология необходимых процессов, сопровождающих бурение, а также максимально эффективная конструкция скважины и её заканчивание.

Основные технологические, конструктивные, и технико-эксплуатационные характеристики: четырехинтервальный профиль, 215 и 295 долото с резцами PDC, дебит 110 метров кубических в сутки, постоянная эксплуатация.

Определения, сокращения, нормативные ссылки, определения

Газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора и открытого фонтанирования.

- СПО – спуско-подъемные операции;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
2. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совместному освещению жилых и общественных зданий.
3. ПБ НГП Правила нефтяной и газовой промышленности
4. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
5. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
6. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
7. ГОСТ 12.2.009-80 Станки металлообрабатывающие общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.2.003-74 Оборудование производственное.
9. ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
10. (ГОСТ 12.1.009-82. ССБТ. Электробезопасность.
11. ПУЭ Правила устройства электроустановок.
12. Технический регламент No 123 от 22.07.2008 г. с изменениями от 10.07.2012г.

ВВЕДЕНИЕ	11
I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	12
1.2.Геологические условия бурения.....	15
1.3.Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)...	21
1.4.Зоны возможных осложнений	22
1.5.Исследовательские работы.....	23
II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	24
2.2. Обоснование конструкции скважины	27
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	27
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений.....	29
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	30
2.2.4. Выбор интервалов цементирования.....	30
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	30
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины.....	32
2.3. Углубление скважины	32
2.3.1. Выбор способа бурения.....	32
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	32
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	33
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	34
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	34
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	35
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	38
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	41
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	44
2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна	46
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	46
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений.....	46
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	49
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	52
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	52
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	52
2.4.2.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	52
2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	53
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины	53

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	55
2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси.....	56
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	57
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	57
2.5. Выбор буровой установки.....	57
III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	
3.1 Обзор метода.....	60
IV. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ	
4.1. Проектные данные.....	65
4.2. Продолжительность проведения проектируемых работ.....	69
4.3. Необходимые затраты и материалы.....	70
4.4. Финансовый план.....	72
V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	
5.1 Профессиональная социальная безопасность.....	73
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	74
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	75
5.2 Экологическая безопасность.....	78
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	83
ПРИЛОЖЕНИЯ	85

ВВЕДЕНИЕ

В данном проекте объектом исследования является эксплуатационная скважина на Казанском месторождении. Рассмотрены проектирование технологии бурения скважины, выбор максимально эффективной конструкции объекта, а также выявление и профилактика осложнений.

Объект исследования обусловлен использованием методов и форм обработки призабойной зоны пласта, выбором максимально эффективного метода воздействия на продуктивный горизонт.

Также произведён обзор экономических факторов, которые обобщают все необходимые материальные и финансовые потребности во время строительства проектируемой скважины.

Также приведены экологические решения, и обоснование предотвращения различных аварий и ЧС, решение их и ликвидация последствий, правовые нормы и необходимые нормы безопасности рабочего персонала

I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Казанский лицензионный участок в административном отношении расположен на территории Кедровского лесничества в Парабельском районе Томской области. Ближайшим населенным пунктам являются город Кедровый с населением около двух тысяч человек, расположенный в 60 км на северо-восток. Здесь расположен аэропорт и автомобильная дорога Томск - Кедровый. Грузопассажирское сообщение с Казанским НГКМ осуществляется в зимний период - по автозимнику Кедровый - Казанское, а в остальной период - авиатранспортом.

Ближайшими нефтегазовыми месторождениями являются, Арчинское, Калиновое, Останинское, Мирное и Герасимовское. В тектоническом плане оно располагается в северо-восточной части Таволгинского структурного мыса, осложняющего юго-восточную часть Нюрольской впадины.

Общие сведения о Казанском месторождении представлены в таблице 1. Климат района резко континентальный с суровой и снежной зимой, коротким и теплым летом. Минимальные зимние температуры достигают - 45°C, максимальные летние +30°C. Среднегодовое количество осадков - 500-550 мм. В зимнее время преобладают ветры южного и юго-западного направления со среднегодовыми скоростями 2.8 - 3.6 м/сек. Число дней с сильным ветром - 11-17, с метелями - 25, с устойчивыми морозами - 100, со снежным покровом - 180 дней. Глубина промерзания почвогрунтов - 80-100 см. Снежный покров достигает, в среднем, 100 мм и лежит с ноября по апрель.

Рельеф местности на площади равнинный, частично всхолмленный, абсолютные отметки от + 105 до +140 м.

Непосредственно на рассматриваемой территории протекают реки Казанка, Большая и Малая Казанка с их притоками, местность заболочена (до 100%). Реки извилисты, с уклонами порядка 70 см на 1 км. Скорость течения

не превышает 0.4 м/сек, глубина до 3 м. Основной источник питания рек - атмосферные осадки и болотные воды, которые составляют около 90% годового стока. Грунтовые воды распространены повсеместно, чаще всего имеют гидравлическую связь с болотами.

Почвенный покров, представлен следующими основными типами: серые лесные почвы встречаются на наиболее дренированных участках долин междуречий и приурочены к разнотравным березово-осиновым лесам. Дерново-подзолисто-глеевые и торфянисто-глеевые размещаются в краевых частях болотных массивов, где представлены заболоченные березовые и сосновые леса. Лесными массивами покрыта вся площадь. Леса представлены: лиственными (осиной и березой) и хвойными (ель, пихта, сосна, кедр) породами деревьев. Высота их до 20 м; диаметр 18-30 см; среднее расстояние между деревьями – более 2 м. Дрестой на болотах угнетен и не превышает 10 м. Растительный покров болот представлен мхом, разнотравьем, мелким кустарником. Сведения о месторождении представлены в таблице 1.

Таблица 1. Сведения о местонахождении

<i>Название площади</i>	Казанская площадь.
<i>Площадь работ</i>	485 км ²
<i>Административное положение</i>	Территория Кедровского лесничества Парабельского района Томской области (рис.1.1)
<i>Рельеф местности</i>	Таежно-болотистая, слабо расчлененная равнина
<i>Абсолютные отметки высот</i>	105-140 м
<i>Залесённость</i>	100% – заболоченный лес
<i>Характеристика лесного покрова в т.ч. по категориям:</i>	Сосна, береза, осина, кедр и кустарник
<i>Реки</i>	Казанка, Большая и Малая Казанки
<i>Болота</i>	Заболоченность до 100%, в т.ч. 5% - плохо промерзающие (глубиной более 2-х метров)
<i>Толщина снежного покрова</i>	0.5 м устанавливается в начале декабря, к середине января достигает одного метра
<i>Наличие дорог</i>	Дорожная сеть на площади работ отсутствует
<i>Температура в зимнее время</i>	-20 ⁰ С – 80%, -30 ⁰ С – 20%; по метеоданным за последние 3 года
<i>Наличие населенных пунктов</i>	В 60 км город Кедровый.

Таблица 2 - Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	Воздушная линия ЛЭП-6
Теплоснабжение	Индивидуальная котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время	по воздуху на вертолетах, водным транспортом по реке,
- в зимнее время	автотранспорт по зимникам

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1

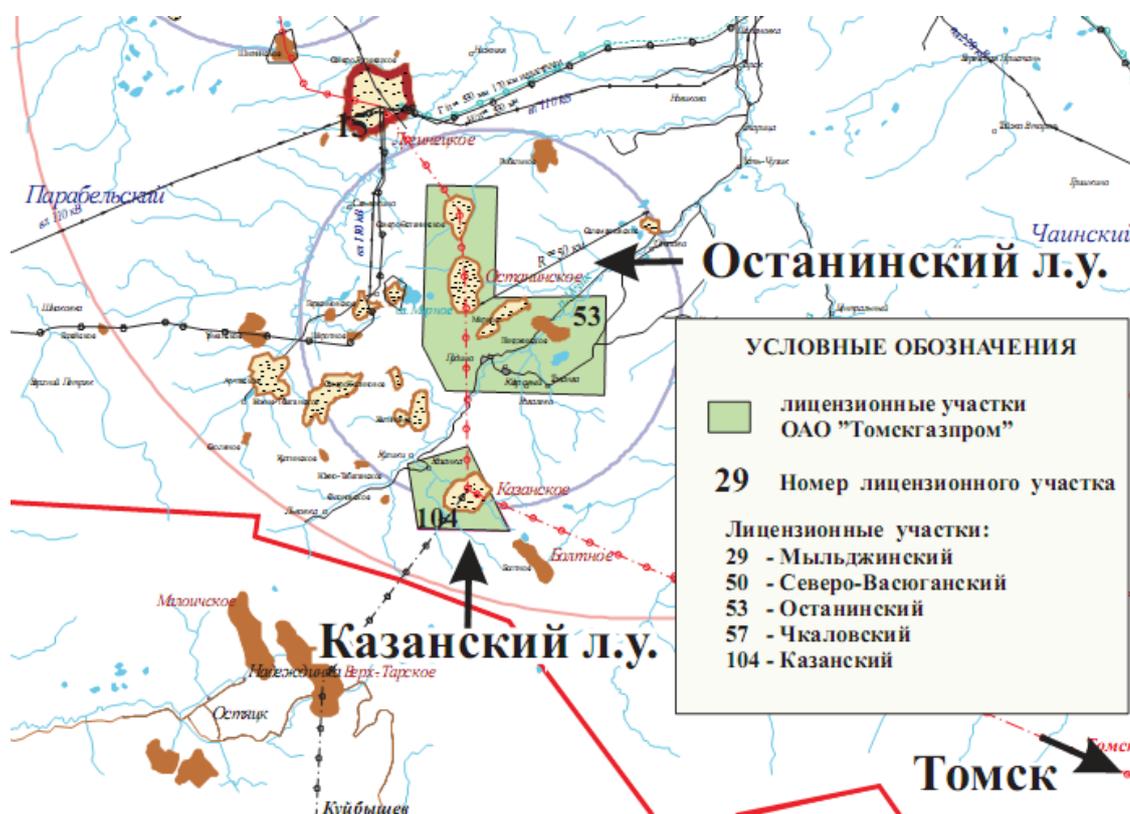


Рисунок 1 – Обзорная карта работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средне-взвешанная величина)
От	До			угол		
кровля	подошва	название	индекс	град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	Четвертичные отложения	Q	-	-	1,4
30	125	Некрасовская свита	P3 nk	-	-	-“-
125	170	Чеганская свита	P3+3 cg	-	-	-“-
170	260	Люлинворская свита	P2 ll	-	-	-“-
260	285	Талицкая свита	P1 tl	-	-	-“-
285	365	Ганькинская свита	K2 gn	-	-	-“-
365	415	Славгородская свита	K2 sl	-	-	-“-
415	560	Ипатовская свита	K2 ip	-	-	-“-
560	575	Кузнецовская свита	K2 kz	-	-	-“-
575	1440	Покурская свита	K1-2 Pk	-	-	-“-
1440	2130	Киялинская свита	K1 kin	-	-	1,3
2130	2215	Тарская свита	K1 tr	-	-	1,1
2215	2440	Кулозимская свита	K1 klm	-	-	-“-
2440	2465	Баженовская свита	J3 bg	-	-	-“-
2465	2470	Георгиевская свита	J3 gr	-	-	-“-
2470	2595	Васюганская свита	J3+2vs	-	-	-“-

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	30	Почвенно-растительной слой, глины и суглинки, желтовато-серые, пески и супеси.
P ₃ nk	30	125	Отложения свиты сложены песками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневатого-серых и бурых, песчаных, плотных.
P ₂₋₃ cg	125	170	Глины чеганской свиты зеленовато-серые и темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с пропластками и линзами светло-серых песков, разнозернистых, слюдяных.
P ₂ ll	170	260	Отложения люлинворской свиты представлены глинами зеленовато-серыми, светло-серыми, серыми, опоковидными, плотными, жирными на ощупь.
P ₁ tl	260	285	Отложения талицкой свиты представлены глинами темно-серыми и буровато-серыми, часто опоковидными, с редкими маломощными прослоями темно-серого, слабо-цементированного алевролита.
K ₂ gn	285	365	Отложения ганькинской свиты в верхней части сложены мергелями зеленовато-серыми и серыми с прослоями глин, ниже глинами темно-серыми и алевролитами.
K ₂ sl	365	415	Отложения славгородской свиты представлены глинами серыми, голубовато-серыми, плотными, аргиллитоподобными, иногда опоковидными или алевролитистыми, с редкими прослоями уплотненных алевролитов.
K ₂ ip	415	560	Ипатовская свита сложена песками и песчаниками светло-серыми, уплотненными, алевролитистыми, слоистыми, алевролитами плотными, глинистыми, плохо отсортированными, глинами темно-серыми, плотными, иногда алевролитопесчаными.

Продолжение таблицы 4

K ₂ kz	560	575	Отложения кузнецовской свиты сложены темно-серыми с зеленоватым оттенком глинами, листоватыми и плитчатыми, иногда алевритистыми и слюдистыми.
K ₁₋₂ pk	575	1440	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, комковатые, слоистые. Алевролиты темно-серые, иногда глинистые, крепкие, песчанистые. Песчаники светло-серые, серые, мелкосреднезернистые, слабосцементированные.
K ₁ kin	1440	2130	Отложения киялинской свиты представлены пестроцветными глинами, комковатыми, часто жирными на ощупь, иногда алевритистыми, алевролитами серыми, плотными, глинистыми, песчаниками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, часто глинисто- алевритистыми.
K ₁ tr	2130	2215	Отложения тарской свиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слюдистыми, от слабосцементированных, однородных, неслоистых до крепких, известковистых, горизонтально и косослоистых, алевролитами серыми, плотными, крепкими, глинистыми и песчанистыми, слоистыми, аргиллитами темно-серыми, серыми, плотными, крепкими, слюдистыми, слоистыми.
K ₁ klm	2215	2440	Отложения куломзинской свиты сложены аргиллитами серыми и темно-серыми, плотными, крепкими, алевритистыми, иногда плитчатыми песчаниками светло-серыми, серыми, плотными, крепкими, известковистыми, алевролитами серыми, слюдистыми, плотными, крепкосцементированными.
J ₃ bg	2440	2465	Баженовская свита сложена темно-коричневыми битуминозными аргиллитами, плотными, крепкими, плитчатыми.
J ₃ gr	2465	2470	Георгиевская свита сложена темно-серыми аргиллитами, плотными доломитизированными.
J ₃ vs	2470	2600	Отложения васюганской свиты представлены песчаниками светло-серыми и буровато-серыми, мелко-среднезернистыми, иногда крупнозернистыми, кварц-полевошпатовыми от слабосцементированных, однородных до крепких, известковистых, с прослоями аргиллитов, алевролитов и углей. Аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие. Алевролиты серые, темно-серые, плотные, крепкие, слюдистые, песчано-глинистые, слоистые.

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 5

Таблица 5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиг- графичес- кого подраз- деления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Пло- тность, г/см ³	Пори- стость, %	Прони- цаемость, мДарси	Глинист- ость, %	Карбо- натность, %	Твердость, кгс/см ²	Абразивность	Категория породы по промысловой классификаци и (мягкая, средняя и т.п.)
	От (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	30	глина суглинок	2,0 2,0	25-30 10	0 0	100 90		100 100	X IV	мягкие
P _{3 nk}	30	125	песок глина	2,1 2,4	20 30	1000 0	20 100	0 0	0 100	X IV	"
P _{2-3 cg}	125	170	песок глина	2,0 2,3	25 30	1000 0	50 100	0 0	0 100	X IV	"
P _{2 ll}	170	260	Глина	2,3	25	0	100	0	100	IV	"
P _{1 tl}	260	285	алевролит глина	2,2 2,3	30 25	20 0	10 100	0	100 100	IV X	"
K _{2 gn}	285	365	мергель глина	2,4 2,3	20 25	0 0	100 100	50 0	100 100	IV IV	"
K _{2 sl}	365	415	Глина	2,3	20	0	100	0	100	IV	"
K _{2 ip}	415	560	песчаник глина алевролит	2,1 2,3 2,2	25 20 20	50-300 0 0	20 100 90	3 3 3	100 100 100	X IV X	"
K _{2 kz}	560	575	Глина	2,35	20	0	100	3	100	IV	"
K _{1-2 pk}	575	1440	песчаник глина алевролит	2,1 2,35 2,3	22 16 20	50-300 0 2 0	20 100 40	3 3 3	200 150 200	X IV X	средние

Продолжение таблицы 5

K ₁ kin	1440	2130	глина песчаник алевролит	2,35 2,2 2,3	16 22 20	0 20-30 10	100 20 20	5-10 10 5-10	250 250 200	IV X IV	"
K ₁ tr	2130	2215	песчаник аргиллит алевролит	2,2 2,4 2,3	22 16 20	10-30 0 0-10	10-20 100 30	10 10 5-10	250 200 250	X IV VI	"
K ₁ klm	2215	2440	аргиллит песчаник алевролиты	2,4 2,2 2,3	15 20 10	0 15-20 5	100 20 25	10 10 10	200 400 350	IV IX	твердые
J ₃ bg	2440	2465	Аргиллит	2,45	5	0	100	10	500	IV	"
J ₃ gr	2465	2470	Аргиллит	2,45	5	0	100	10	500	IV	"
J ₃ vs	2470	2600	песчаник аргиллит алевролит уголь	2,3 2,45 2,45 1,4	15-23 10 15	5-270 0 0-10	0-20 100 30	5 5 5	1000 500 800 400	X IV VI V	"

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент						Температура в конце интервала, град. °С	Источник получения
	от (верх)	до (низ)	пластового давления		гидроразрыва пород		горного давления			
			величина кгс/см ² на м	источник получения	величина кгс/см ² на м	источник получения	величина кгс/см ² на м	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q + P	0	285	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,22	ПГФ	9	ПГФ
K ₂ gn	285	365	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,22	ПГФ	11	ПГФ
K ₂ sl	365	415	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,23	ПГФ	13	ПГФ
K ₂ ip	415	560	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,23	ПГФ	17	ПГФ

Продолжение таблицы 6

K ₂ kz	560	575	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,23	ПГФ	17	ПГФ
K ₁₋₂ pk	575	1440	0,100	РФЗ	0,151	РФЗ	0,23	ПГФ	44	ПГФ
K ₁ kls	1440	2130	0,101	РФЗ	0,151	РФЗ	0,23	ПГФ	64	ПГФ
K ₁ tr	2130	2215	0,101	РФЗ	0,151	РФЗ	0,23	ПГФ	66	ПГФ
K ₁ klm	2215	2440	0,102	РФЗ	0,152	РФЗ	0,23	ПГФ	73	ПГФ
J ₃ bg	2440	2465	0,102	РФЗ	0,153	РФЗ	0,23	ПГФ	74	ПГФ
J ₃ gr	2465	2470	0,102	РФЗ	0,153	РФЗ	0,23	ПГФ	82	ПГФ
J ₃ vs	2470	2600	0,102	РФЗ	0,16	РФЗ	0,235	ПГФ	85	ПГФ

Таблица 7 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
Ю ₁ vs	2485	2495	Поровый	750 - 795	20 - 110	140 - 320	–
Газоносность							
Ю ₁ vs	2470	2475	Поровый	0,70	30 - 200	–	–
Водоносность							
Q + P	0	285	Поровый		0	–	да
K ₁₋₂	285	1440	Поровый	1,01-1,012	25	–	нет
K ₁	1440	2215	Поровый	1,01-1,012	10 - 20	–	нет
K ₁ klm	2215	2440	Поровый	1.0143	0 - 10	–	нет
J ₃ vs	2470	2595	Поровый	1.0207-1.0341	3 - 40	–	нет

Разрез представлен 1 нефтеносным, 1 газоносным и 5 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2485 – 2495 м (нефтеносный), так как он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 285 м

1.3 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 8.

В разрезе имеются интервалы, в которых возможны возникновения осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются прихваты, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В интервале 560-1440 м прогнозируется высокая вероятность сальникообразования и заклинки инструмента, поэтому необходимо уделить особое внимание соблюдению свойств бурового раствора и запроектировать процесс бурения таким образом, чтобы не допустить сужения ствола скважины

В интервале 0-970 м ожидаются высокоинтенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин.

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q – K ₂ ip	0	560	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
K ₁₋₂ pk	575	1440		
K ₂ ip	0	970	Осыпи и обвалы стенок скважины	Проработка, промывка, увеличение плотности, снижение водоотдачи промывочной жидкости. Соблюдение скоростей бурения, проработка, промывка ствола скважины
K ₁₋₂ pk	575	1440	Нефтепроявление	Увеличение водоотдачи раствора, перелив.
J ₃ vs	2470	2495		Перелив раствора, пузырьки газа, пленка нефти.
Q - P - K ₂ ip	0	560	Прихватопасность	Несоблюдение параметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы
K ₂ kz - K ₁₋₂ pk	560	1440		Несоблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины
K ₁ tr	2130	2215		Несоблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины
P	40	236	Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадной колонн.	Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны вследствие нарушения режимных параметров процесса бурения (повышение нагрузки, расхода промывочной жидкости).

1.4 Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	1053	Инклинометрия с совместной записью ГК	В открытом стволе	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
		Геолого-технические исследования		
		Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	В обсаженном стволе	
		Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12)		
1053	2680	Стандартный каротаж зондами А2.0М0.5N, N6.0М0.5N, кавернометрия, резистивиметрия	В открытом стволе.	Станция ГТИ «Разрез-2»
		Инклинометрия с записью ГК		
		БКЗ зондами А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А4.0М0.5N, А8.0М0.5N, А0.5М2.0N, Боковой каротаж (БК), Индукционный каротаж (ИК), Акустический каротаж (АКВ), ВИКИЗ		
		Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)		
		Газовый каротаж		
		Геолого-технические исследования		
		Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ, МЛМ)	В обсаженном стволе	
		Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)		
		Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ)		
		Инклинометрия с записью ГК		
		Термометрия (ОГТ)		
		ГК, МЛМ-привязка зоны перфорации		

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 10.

Профиль направленной скважины должен обеспечить:

- высокое качество скважины как объекта для последующей эксплуатации;
- минимальные затраты на строительство скважины;
- безаварийное строительство скважины;
- бурение и крепление скважины с применением существующих технологий и технических средств;
- свободное прохождение по стволу скважины соответствующих приборов и устройств;

Для данной скважины наиболее подходящим типом профиля является четырехинтервальный. Данный выбор основывается на том, что смещение забоя от вертикали больше 300 м, а это является показателем вышеупомянутого выбора. Также четырехинтервальный профиль особенно эффективен, когда на последнем его интервале используют естественное искривление скважины и простые КНБК, что является подходящим в данном случае.

- Участок начального искривления скважины отклонителем у S - образного профиля расположен, как правило, не ниже 500÷800 м, что существенно упрощает управление отклонителем и позволяет осуществить проводку этого участка с достаточной для практики точностью без применения дорогостоящих систем контроля за положением отклонителя и параметрами ствола скважины;

С учетом вышеперечисленного выбираем S - образный профиль.

На рисунке 2 представлен профиль проектируемой скважины.

Таблица 10 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	Четырехинтервальный профиль										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	2595		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м		0,15						
Глубина вертикального участка скважины, м	40		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град		-						
Отход скважины, м	780		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м		-						
Длина интервала бурения по пласту, м	-		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м		-						
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град		20						
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град		-						
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град		-						
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	40	40	0	40	0	0	0	0	40	0
2	40	236	196	40	236	34.55	0	20	40	236	4
3	236	1890	1654	236	1890	636	20	20	236	1890	106
4	1890	2595	705	1890	2595	753	20	2	1890	2680	15
Итого	Σ		2595	Σ		753	-	-	Σ		2680

Проектный профиль ствола скважины представлен на рисунке 2.

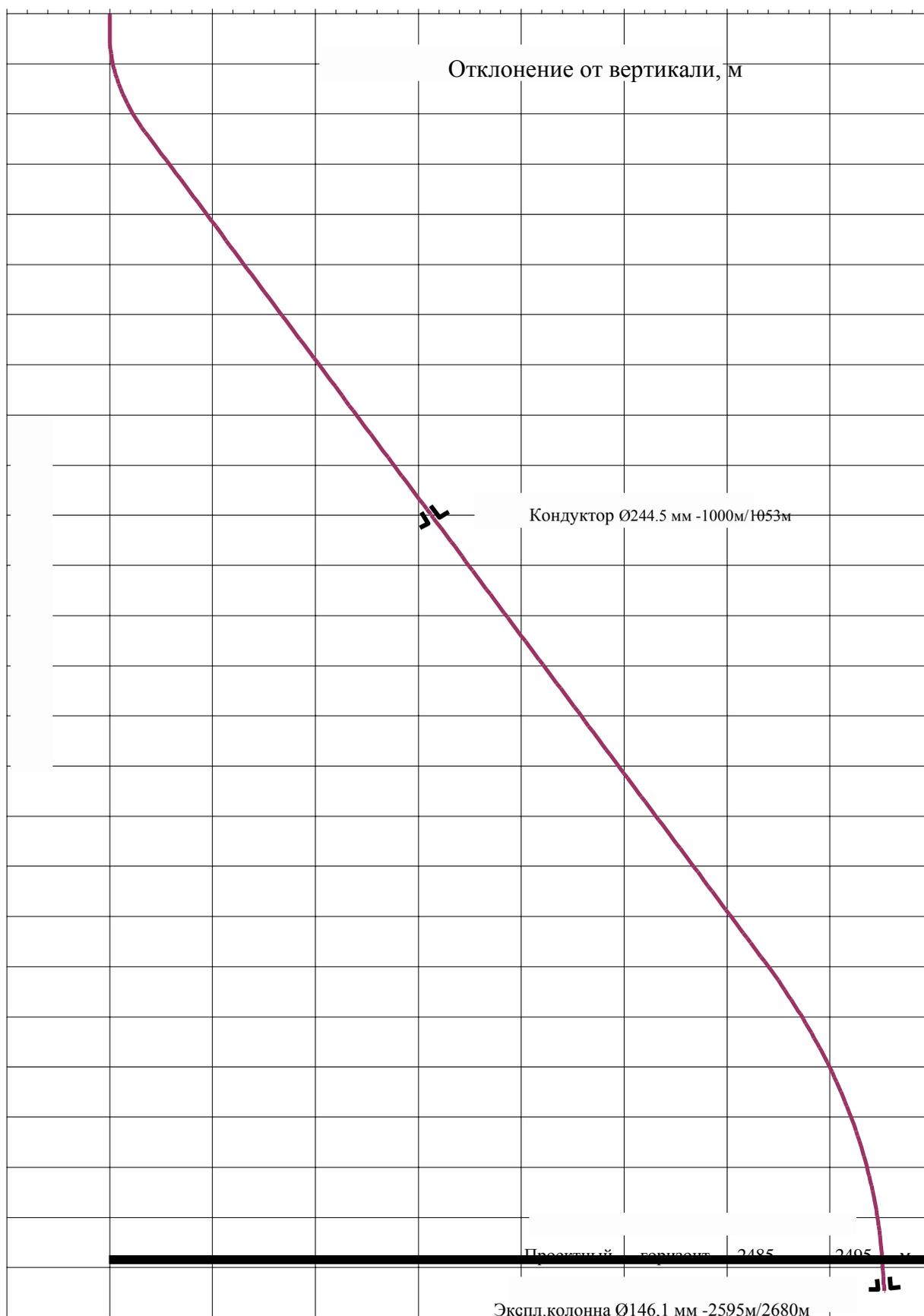


Рисунок 2 – Проектный профиль ствола скважины.

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k_1 = 0,001$ мкм²; $k_2 = 0,05$ мкм²; $k_3 = 0,3$ мкм².

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,117$ мкм². Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, т. к. существуют близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 0,1$ МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа; $\sigma_{сж}^{расч}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

$$30 < 74,266 \text{ МПа.}$$

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

Коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый. Имеются близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Для сообщения обсадной колонны с продуктивным пластом её перфорируем. Конструкция забоя представлена на рисунке 3.

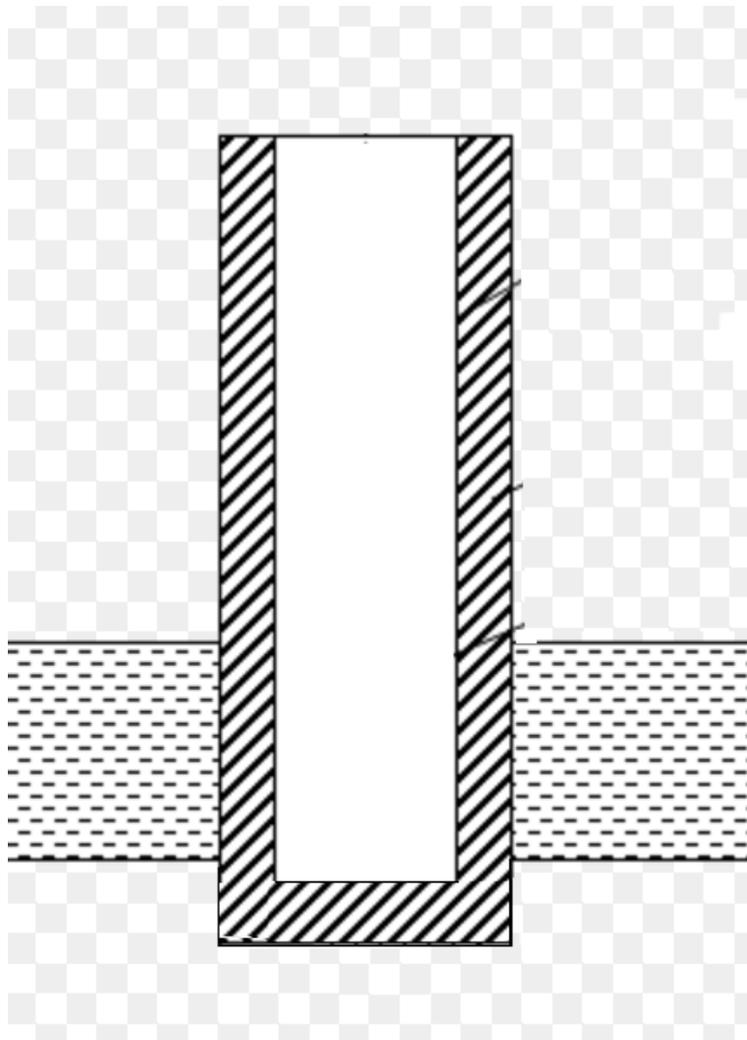


Рисунок 3 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 4.

Рисунок 4 – Совмещенный график давлений

Глубина по вертикали, м	Индекс стратиграфического подразделения	Литологическая характеристика	Градиент давления, кгс/см ² / м		Эквивалент градиента давлений
			Пластового	Гидроразрыва	
0	Q + P	Глины	0,1	0,15	
285			0,1	0,15	
365	K ₂ gn	глины, пески, алевролиты	0,1	0,15	
415	K ₂ sl	Глины, алевролиты	0,1	0,15	
560	K ₂ ip	Пески, алевролиты, глины	0,1	0,15	
575	K ₂ kz	глины	0,1	0,15	
1440	K ₁₋₂ pk	Песчаники.	0,1	0,151	
2130	K ₁ kls	Песчаники, алевролиты, глины	0,101	0,151	
2215	K ₁ tr	Песчаники	0,101	0,151	
2440	K ₁ klm	Аргилиты	0,102	0,152	
2465	J ₃ bg	Аргилиты	0,102	0,153	
2470	J ₃ gr	Аргилиты	0,102	0,153	
2595	J ₃ vs	Песчаники, аргилиты.	0,102	0,16	

Из анализа совмещенного графика давлений следует, что зон, несовместимых по условиям бурения, в разрезе не имеется. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление не предусматривается. Для сбора и откачки бурового раствора и буровых сточных вод на устье скважины производится устройство забурника размером 2х2х1 м с креплением стенок (опалубка) в который устанавливается ВШН:

Минимальное значение глубины спуска кондуктора выбирается глубиной 1053 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и изоляции водоносных горизонтов, содержащих пресные воды хозяйственно-питьевого назначения, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на 2680 метров по стволу с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 30 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 1053 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 903 – 2680 м (так как имеется газовый пласт).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (110 м³/сут нефти) – 146,1мм.

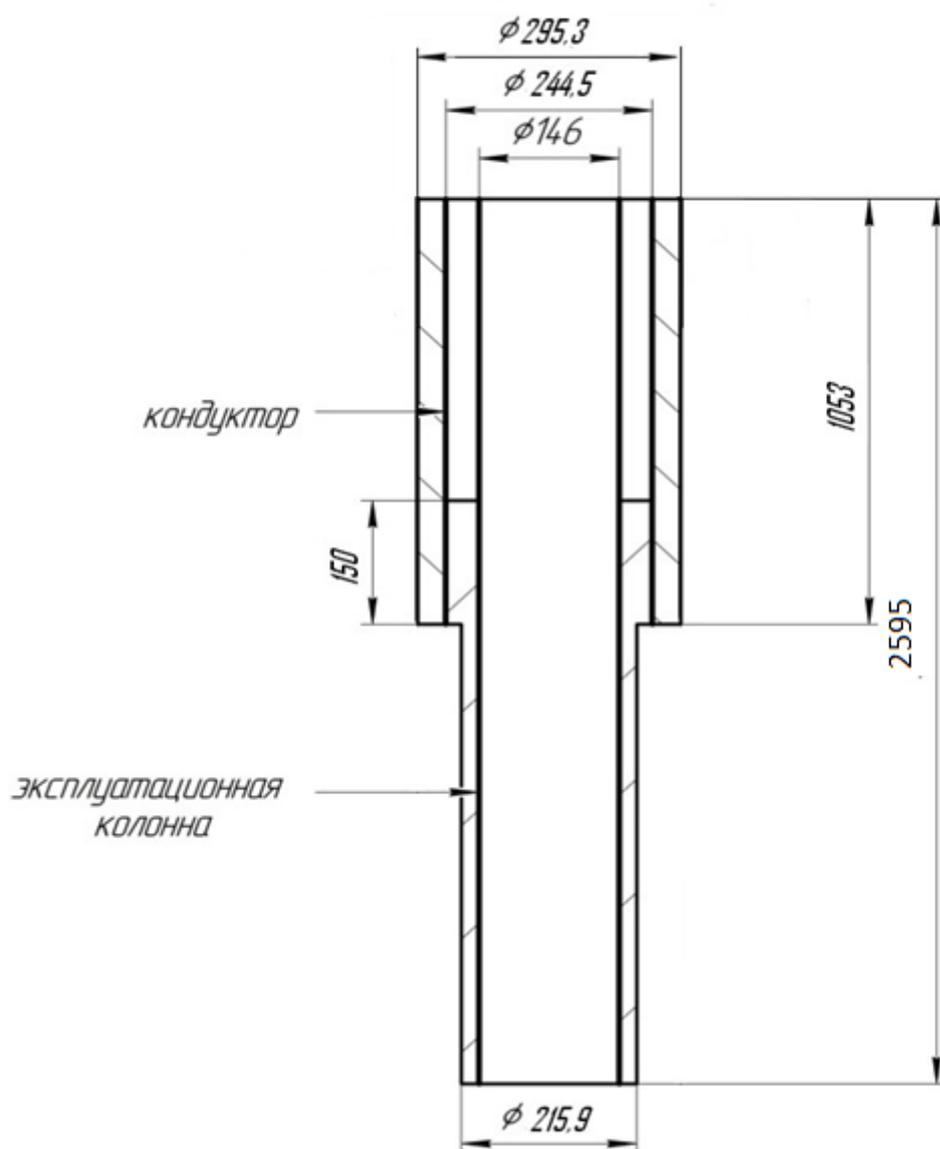
Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Кондуктор	244,5	295,3
ЭК	146,1	215,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 5.

Рисунок 5 – Проектная конструкция скважины



2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 25 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 230/80x35 (230 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-21-146*245 ХЛ К2 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Способ бурения по интервалам осуществляется по исходным данным геологических и технологических составляющих бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Кондуктор	Роторный
40-1053		ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1053-2680	Эксплуатационная колонна	ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

При выборе типа долот учитываются данные о стоимости и механической скорости, полученные по результатам отработки долот в данном районе, при этом учитывается их износ.

Рациональным выбором типа долота данного размера для конкретных геолого-технических условий бурения является такой тип, которой при бурении в данных геологических условиях обеспечит минимум эксплуатационных затрат на один метр проходки.

Опыт работы на Казанском месторождении показал высокую эффективность применения следующих долот по интервалам бурения:

Таблица 13 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-1053	1053-2680
Шифр долота		БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 215,9 В 516У
Тип долота		Четырёх-лопастное		Пяти-лопастное
Диаметр долота, мм		295,3	295,3	215,9
Тип горных пород		С	С	СЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-152	3-117
	API	6 ^{5/8} Reg	6 ^{5/8} Reg	4 ^{1/2} Reg
Длина, м		0,3	0,3	0,2
Масса, кг		80	80	21
G, тс	Рекомендуемая	2-5	2-5	2-5
	Предельная	5	5	5
n, об/мин	Рекомендуемая	80	80	60
	Предельная	440	440	400

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для запланированных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-1053	1053-2680
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1000	1250
$D_d, \text{мм}$	295,3	295,3	215,9
k_T	29	29	29
$D_c, \text{мм}$	12	12	10
$q, \text{кН/мм}$	0,3	0,3	0,42
$G_{пред}, \text{кН}$	120	120	120
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	104	104	145
$G_2, \text{кН}$	89	89	91
$G_3, \text{кН}$	96	96	96
$G_{проект}, \text{кН}$	96	96	96

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной расчетной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (1053 - 2680 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчётным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент.

Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-1053	1053-2680
Исходные данные			
$V_{л}, \text{ м/с}$	2,5	2,5	1,5
$D_{д}$	м	0,2953	0,2159
	мм	295,3	215,9
Результаты проектирования			
$n_1, \text{ об/мин}$	72	72	90
$n_2, \text{ об/мин}$	102	102	102
$n_3, \text{ об/мин}$	132	132	114
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	120	120	110

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 40 - 1053 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается ДРУ-240РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется ДРУ-195

В таблице 16 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 16 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-1053	1053-2680
Исходные данные				
D _д	м	Не требуется	0,2953	0,2159
	мм		295,3	215,9
G _{ос} , кН			136	160
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		Не требуется	240	195
M _р , кН*м			14	5,2
M _о , Н*м			162	118
M _{уд} , Н*м/кН			37	27

В таблице 17 приведены технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 17 – Технические характеристики запроктированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	40-1053	240	7,04	2050	30-50	72-132	14	190
ДРУ-195	1053-2680	195	6,5	1100	25-35	90-114	5,2	85

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Рассчитан требуемый расход бурового параметра, с учетом следующих граничных условий проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. Исходя из результатов проектирования, установлены следующие области допустимого расхода бурового раствора и определены конечные значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 18 и 19.

Таблица 18 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-1053	1053-2680
Исходные данные		
D_d , м	0,2953	0,2159
K	1,5	1,5
K_k	0,65	0,65
$V_{кр}$, м/с	0,5	0,5
V_m , м/с	0,005	0,005
$d_{от}$, м	0,147	0,147
$d_{мах}$, м	0,236	0,173
$d_{нмах}$, м	0,015	0,015
n	3	3
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	1,28	1,32
ρ_p , г/см ³	1,12	1,08
$\rho_п$, г/см ³	2,4	2,4
Результаты проектирования		
Q_1 , л/с	34	18
Q_2 , л/с	46	16
Q_3 , л/с	37	20
Q_4 , л/с	26	26
Q_5 , л/с	26	10

Продолжение таблицы 18

Q_6 , л/с	72	13
Дополнительные проверочные расчеты		
$Q_{\text{табл}}$, л/с	63	35
$\rho_{\text{табл}}$, кг/м ³	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}$, кг/м ³	1120	1080
M , Н*м	14480	10500
$M_{\text{табл}}$, Н*м	2538	1703
m	0,8	0,8
n	2	1
$Q_{\text{н}}$, л/с	30	30
$Q_{\text{пров1}}$, л/с	64	32
$Q_{\text{пров2}}$, л/с	40	17

Таблица 19 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	40-1053	1053-2680
Исходные данные		
Q_1 , л/с	34	18
Q_2 , л/с	46	16
Q_3 , л/с	37	20
Q_4 , л/с	26	26
Q_5 , л/с	26	10
Q_6 , л/с	72	13
Области допустимого расхода бурового раствора		

Продолжение таблицы 19

ΔQ , л/с	40	17
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
Q , л/с	64	32
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)		
$Q_{тн}$, л/с	63	35
ρ_1 , кг/м ³	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1120	1080
$M_{тм}$, Н*м	14480	10500
$M_{тб}$, Н*м	23538	2703

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 20-21.

В таблице 22 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 20 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
Тип	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Длина, м	Масса, кг
УБТ-178x80	178	80	36,00	5216
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 127	127	2646м	84672

Таблица 21 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
$P_H, \text{кгс/мм}^2$	21		Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)		
$P_{кр}, \text{кгс/мм}^2$	25		Да	Нет	
$P_{кр}/P_H$	1,5				
Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	$q, \text{кгс/м}$	$l, \text{м}$	$\gamma_{бр}, \text{гс/см}^3$	$\gamma_{ст}, \text{гс/см}^3$	$Q_B, \text{кгс}$
1	26,2	300	1,08	7,85	7839,4
Σ					
$Q_{КНБК}, \text{кгс}$	19125		Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,4$)		
K	1,15		Да	Нет	
$\Delta P, \text{кгс}$	0,53				
$F_k, \text{мм}^2$	926				
$\sigma_T, \text{кгс/мм}^2$	38				
В наклонном участке ствола					
№секции	$q, \text{кгс/м}$	$l, \text{м}$	$\gamma_{бр}, \text{гс/см}^3$	$\gamma_{ст}, \text{гс/см}^3$	$Q_B, \text{кгс}$
2	$E, \text{кгс/мм}^2$	$I, \text{м}^4$	$S, \text{м}$	$D_3, \text{мм}$	$D, \text{мм}$
	$2,1 \cdot 10^6$	594,2	12	172	147
Ψ^+ / Ψ^-	0,36		14127		
α	24,32		469		
μ	0,25		93,56		
$R, \text{м}$	814		29,23		
$Q_K, \text{кгс}$	36537		30,06		

Продолжение таблицы 21

$\sigma_p, \text{ кгс/мм}^2$	10,95				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$			Да	Нет	
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}, \text{ гс/см}^3$	$\gamma_{ст}, \text{ гс/см}^3$	Q _Б , кгс
1	26,2	300	1,08	7,85	7839,4
2	16	2211	1,08	7,85	22308
Σ					
Q' _{тк} , кгс	171360	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		12652	
Q _{КНБК} , кгс	19064				
n	3,47				
q _м , кгс/м	16				
K _т	1	Максимальная длина секции бурильных труб, м		5186	
K	1,15				
n	3,47				
F _к , мм ²	9263				
$\sigma_t, \text{ кгс/мм}^2$	38				

Таблица 22 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, т	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	40	Долото 295.3 ВТ 419СР	0,08	0,3	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском
2			Переводник П 163/171	0,1	0,5	
3			УБТ-203	3,47	18	
4			Переводник П 133/163	0,1	0,5	
5			УБТ-178x80	1,74	12	
6			Переводник П 133/133	0,1	0,5	
1	40	1053	Долото 295.3 ВТ 419СР	0,08	0,3	Бурение под кондуктор, проработка ствола перед спуском
2			ДРУ-240РС	2,05	7,04	
3			Переводник П 163/171	0,1	0,5	
4			УБТ-203	3,47	18	

5			Переводник П 133/163	0,1	0,5	кондуктора
6			УБТ-178x80	1,74	12	
7			Переводник П 133/133	0,1	0,5	
8			ТБПК-127x9.19 Е	32,64	1020	
1	1053	2680	БИТ 215,9 В 516У	0,04	0,40	Бурение под эксплуатационную колонну на участке стабилизации и на участке естественного падения зенитного угла. Шаблонировка (проработка)
2			Забойный двигатель ДРУ-195	1,3	18	
3			Переводник П 133/117	0,1	0,5	
4			Переливной клапан ПК-172РС	0,070	0,5	
5			Клапан обратный КОБ 178-3-133	0,070	0,5	
6			УБТ-178x80	1,74	12	
7			Переводник П 133/133	0,1	0,5	
8			ТБПК-127x9.19 Е	52	2646	
				84,7	2680	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

При строительстве проектируемой скважины использовать следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление и кондуктор – полимерглинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – полимерглинистый.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 23. В таблице 24 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 6 приведена схема системы очистки бурового раствора.

Таблица 23 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
0	40	1,15	3	40	9,81	1140	2150	1,5	0,015	
40	1053	1,15	11,1	1053	9,81	1120	2230	1,5	0,008	
1053	2680	1,2	25,3	2595	9,81	1090	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС _{1,д} Па	СНС _{1,0} дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	40	1,14	20	40	60	8	7-8	2	30	20
40	1053	1,12	15	30	30	5	8-9	2	25	20
1053	2680	1,09	15	30	30	4	8-9	2	25	20

Типы применяемых промывочных жидкостей при строительстве скважин зависит от физико-механических свойств разбуриваемых горных пород, горных давлений и забойной температуры.

При бурении под кондуктор в интервале 0-1053 м по стволу возможны:

- а) потеря устойчивости горных пород в интервале бурения;
- б) интенсивная наработка бурового раствора в интервале залегания активных молодых глин;

Рекомендуется применять полимерглинистый раствор.

При бурении под эксплуатационную колонну в интервале 1053-2595 м по стволу возможны:

- а) осыпания глинистых покрышек продуктивных пластов при их длительном контакте с буровыми растворами;
- б) интенсивная наработка бурового раствора в интервалах залегания глин;
- в) сальникообразование;

скопления шлама в кольцевом пространстве, при разбуривании высокопроницаемых слабосцементированных песчаников; Рекомендуется применять полимерглинистый раствор.

Таблица 24 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	40	Полимерглинистый Вода Глинопорошок Сайпан Габроил HV НТФ Сода кальцинированная, сода каустическая, ФК- 2000
40	1053	Полимерглинистый Вода Глинопорошок Сайпан Габроил HV НТФ Сода кальцинированная Сода каустическая, ФК-2000
1053	2680	Полимерглинистый Вода Глинопорошок Сайпан Габроил HV НТФ Сода кальцинированная Сода каустическая NaКМЦ 80/800 (Камцел) СНПХ-ПКД-0515, ФК-2000

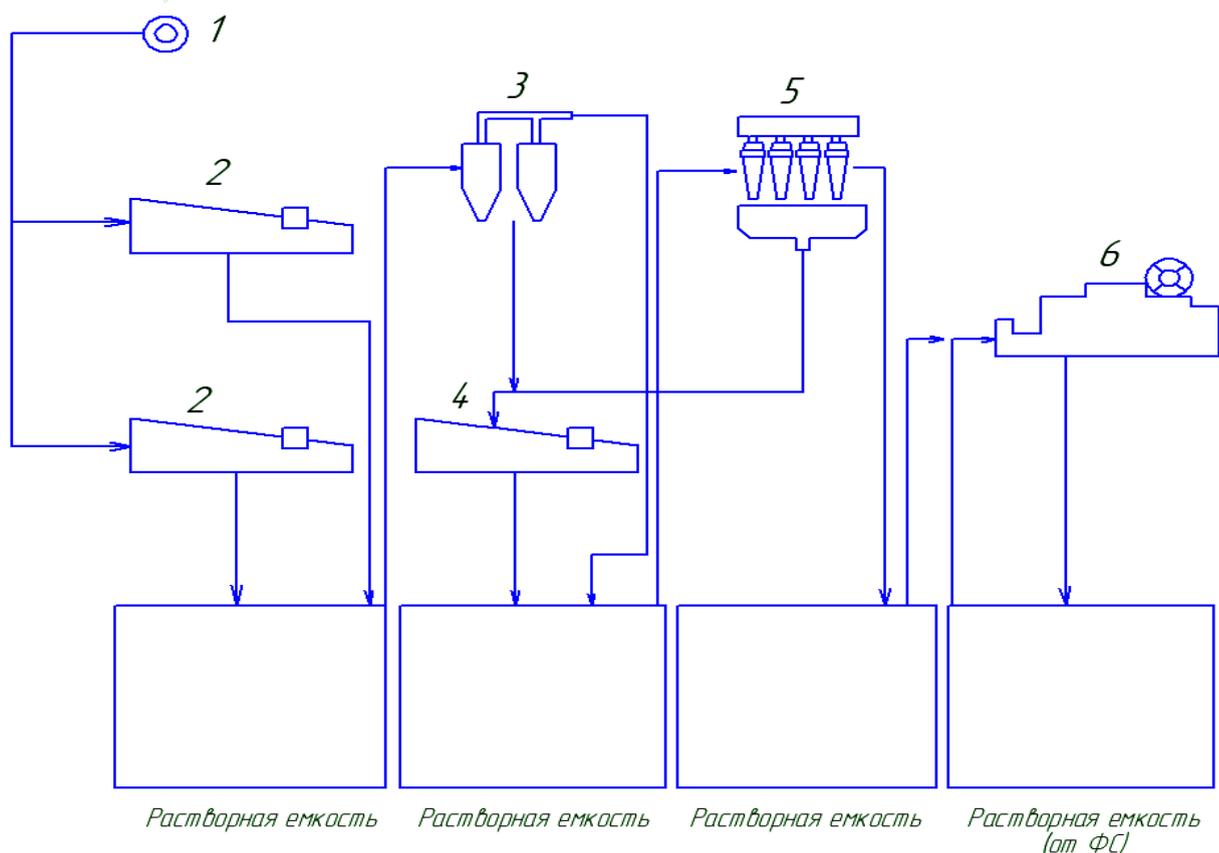


Рисунок 6 - Схема системы очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито BC-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Представляется расчет гидравлической программы промывки скважины для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для расчета интервала бурения под кондуктор – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 25, а в таблице 26 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 25 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{Гд}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
2680	0,215	1,14	25	52,7	2100
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,084	У8-6МА-2	0,015	0,014	9	1010
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d_b , м	
УБТ	0,203	24		0,112	
УБТ	0,178	36		0,090	
ТБПК-127х9.19 Е	0,127	2646		0,109	

Таблица 26 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	φ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1784,62	0,98	0,2699	0,6	7,45	2,54
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d , мм	
0,6	9,24	124,26	0,00022	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ	61100	18841	117,5	0,043	-
УБТ	11086,3	2866,88	74,23	0,14	-
ТБПК-127х9.19 Е	41452	19843	171,1	0,039	-
ДРУ-240РС	29190	19122	94,3	0,012	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_T	
УБТС1	2650,34	126312	0,0289	0,032	
УБТС1	28090	126312	0,0289	0,024	
ПК 127-9 Д	32012	126312	0,0289	0,021	

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой скважины отбор керна не предусматривается

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1010	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1020
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}$, кг/м ³	1370	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$, кг/м ³	1830
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	750	глубина скважины, м	2680
высота столба буферной жидкости h_1 , м	250	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	300
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	1730

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавитампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце продавитампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

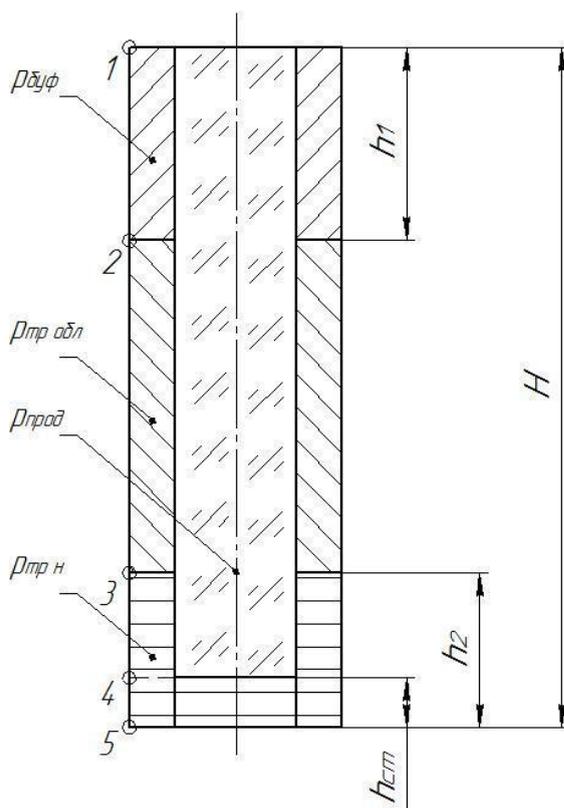


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 28 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 28 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	903	2400	2585	2595
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,85	8,18	9,26	9,26

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

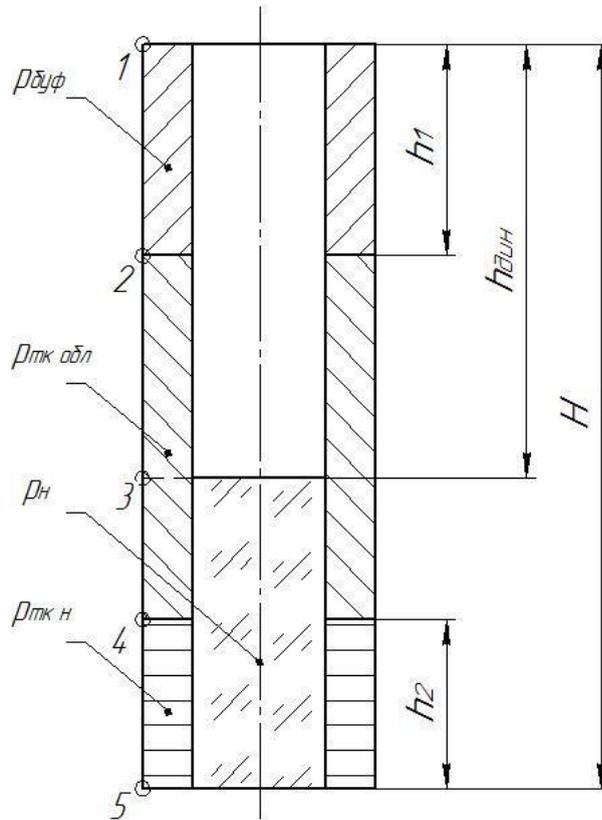


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 29 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации скважины

Таблица 29 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	903	1730	2285	2595
Наружное избыточное давление, МПа	0	9,35	18,7	21,5	21,6

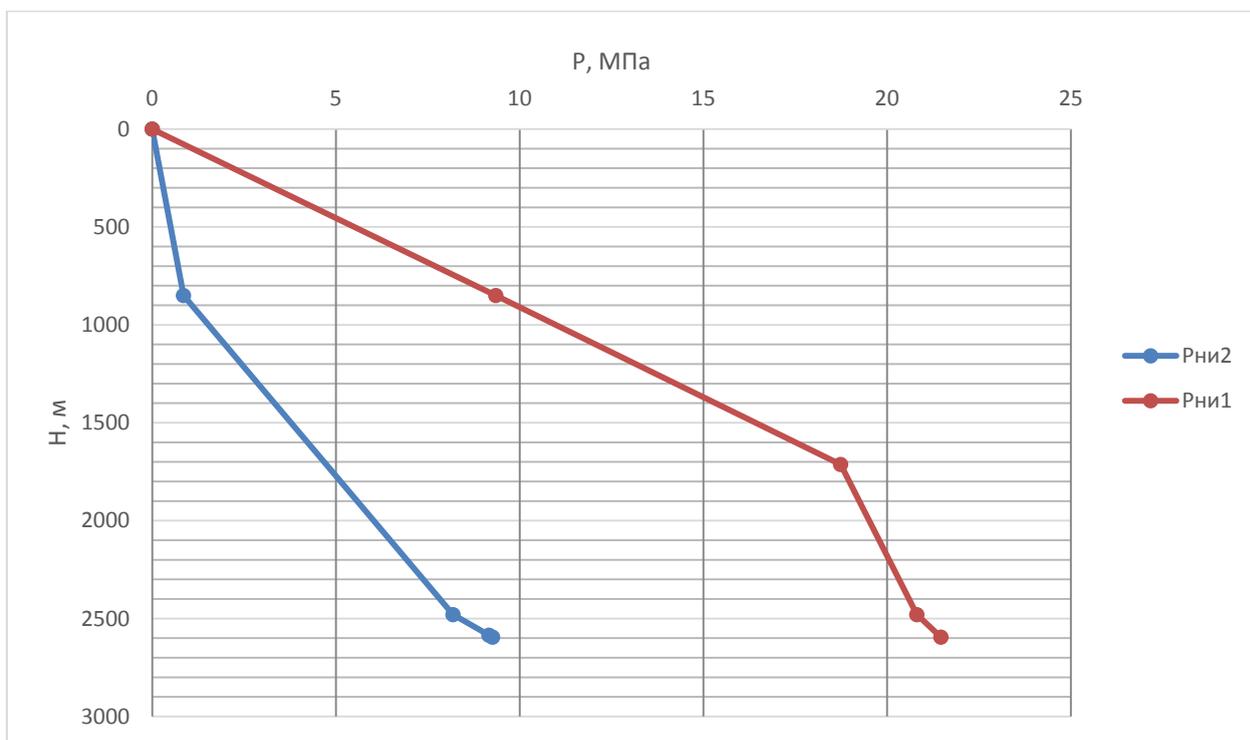


Рисунок 9 - Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 21 МПа.

В таблице 30 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

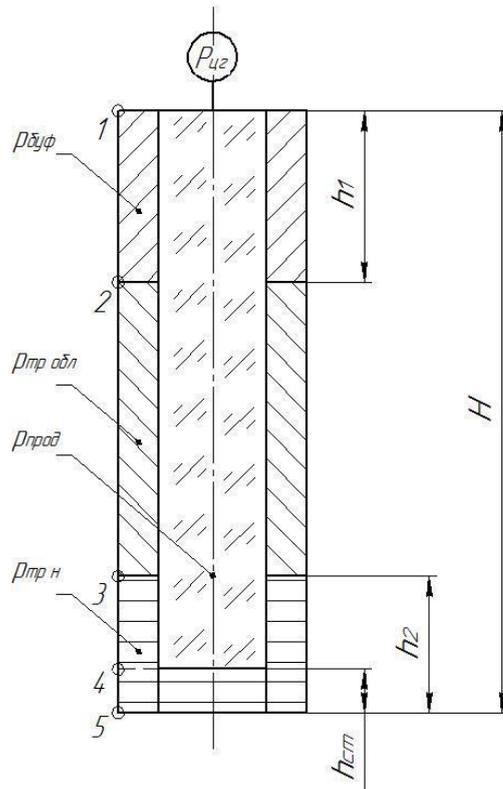


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 30 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	903	2400	2585	2595
Внутреннее избыточное давление, МПа	18,15	17,3	9,07	9,07	9,08

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 11 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 21 МПа.

В таблице 31 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 31 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	903	2400	2595
Внутреннее избыточное давление, МПа	5,46	4,61	3,11	2,8

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 12.

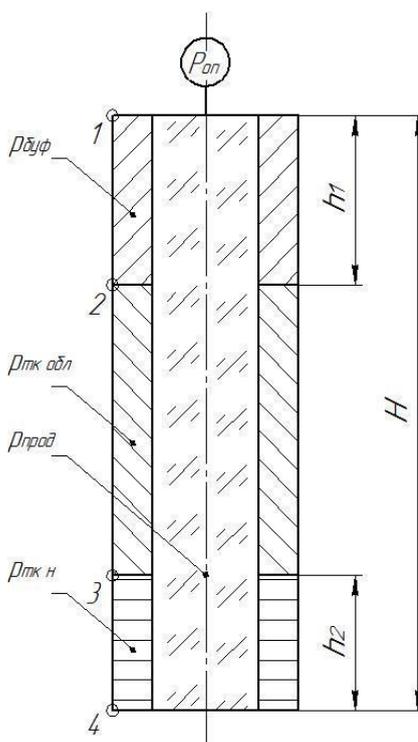


Рисунок 11 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

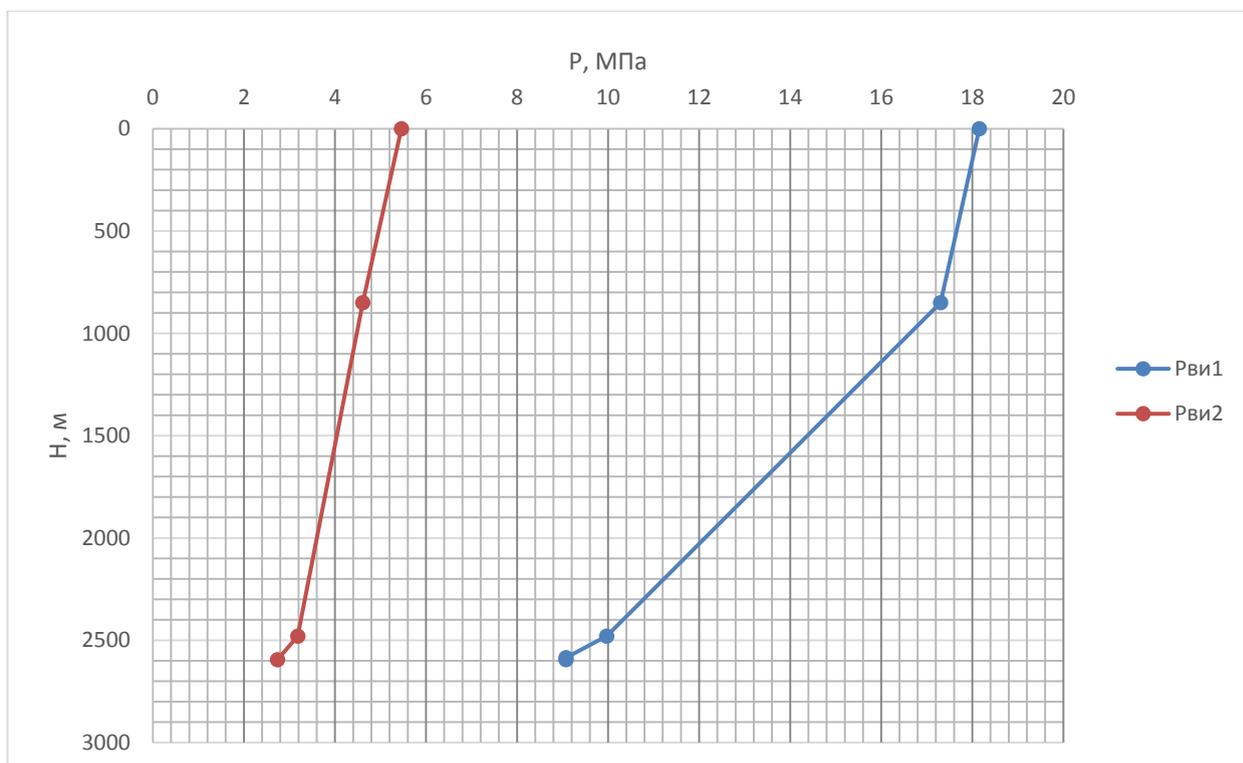


Рисунок 12 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	Секций	суммарный	
1	Д	9,5	65	32	2080	69084	2595-2480
2	Д	8,5	780	28,8	22464		2480-1700
3	Д	7,7	1700	26,2	44540		1700-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{зскп} + P_{здкп} \leq 0,95 * P_{зр}, \quad (2)$$

35,4 < 38,6 МПа. Условие (2) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества

составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр} = 1850 \text{ кг/м}^3$	17130	11,7
$\rho_{обтр} = 1500 \text{ кг/м}^3$	20231	7,41
Сумма	37361	19,13

Обоснование типа и расчёт объёма буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 34.
Таблица 34 – Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	19,73
Облегченный тампонажный раствор	25,69
Цементный раствор нормальной плотности	13,23
Продавочная жидкость	48,13

2.4.2.2.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

На рисунке 13 приведен пример технологической схемы обвязки цементирующего оборудования.

Схема расположения техники при цементировании эксплуатационной колонны

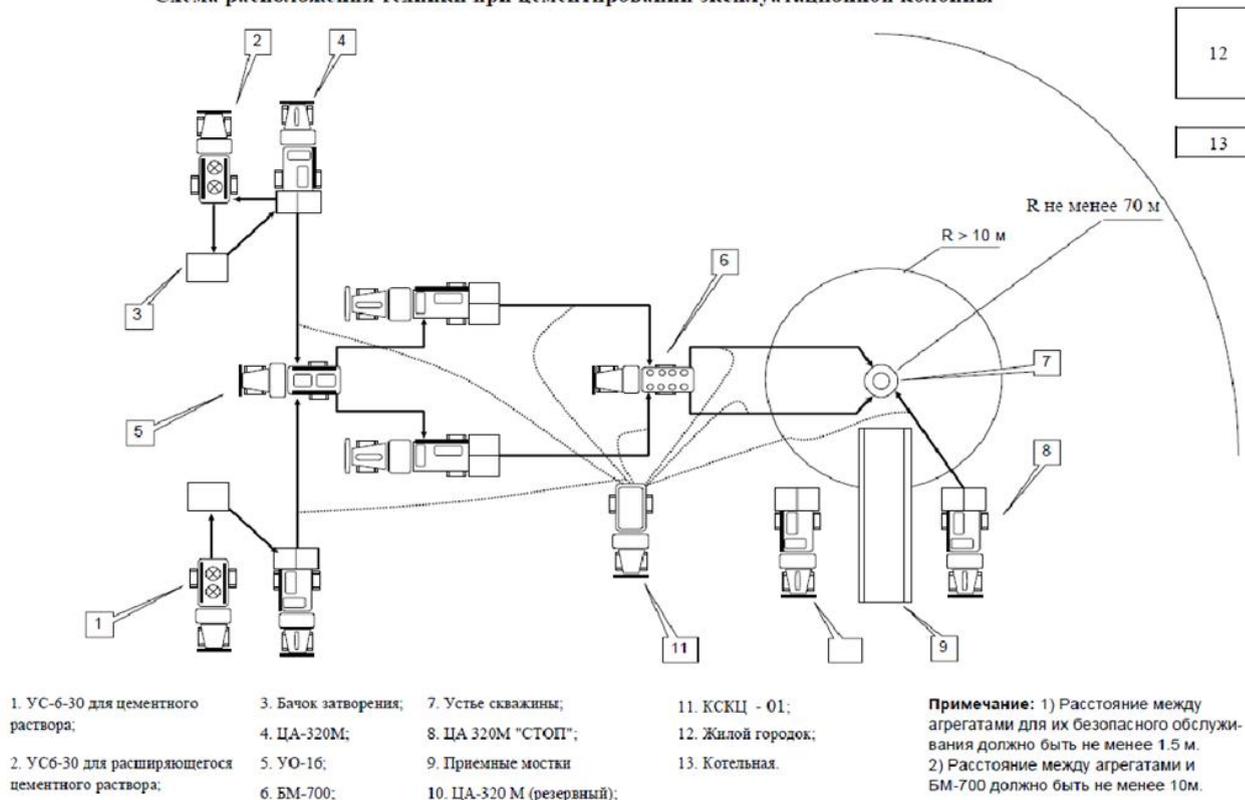


Рисунок 13 – Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования:

2.4.2.2.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирующей головке представлен на рисунке 14.

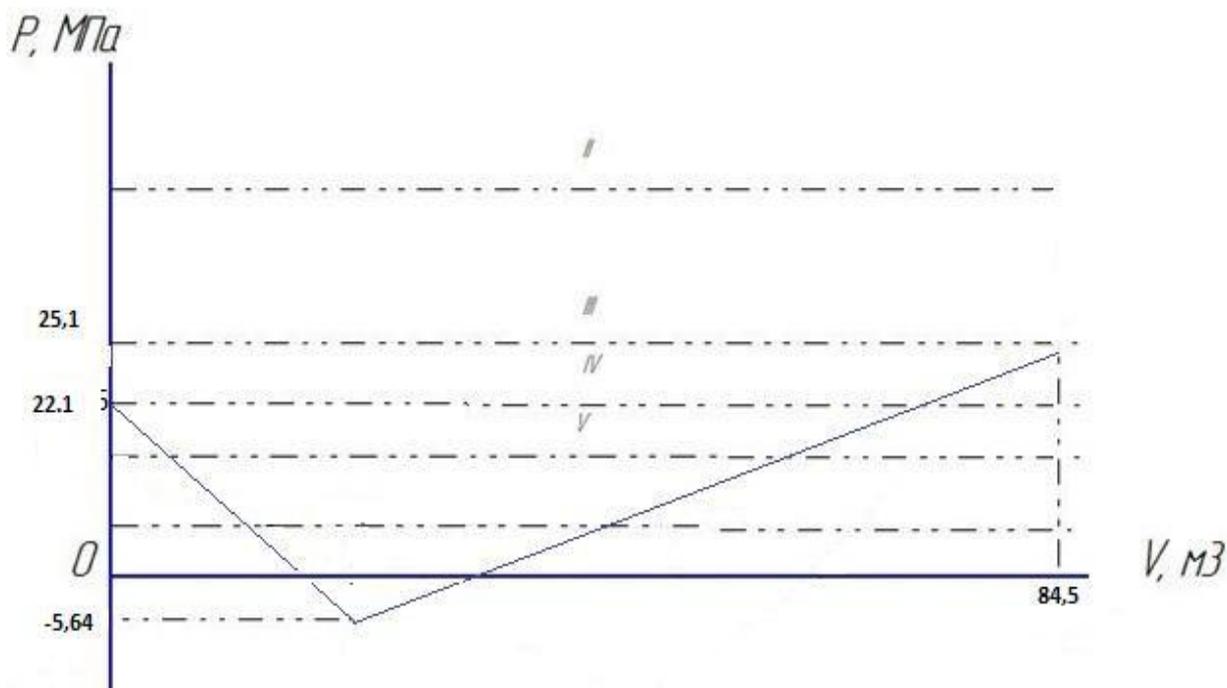


Рисунок 14 – График изменения давления на цементирующей головке

Таблица 35 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	80,0
IV	11
III	6,8

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 189 мин

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Обсадная колонна комплектуется трубами с резьбой ОТТМ по ГОСТ 632-80, на нижней трубе устанавливается башмак БКМ-245, на следующей трубе устанавливается обратный клапан ЦКОД-245. Центраторы ЦЦ4-245/295 устанавливаются на трёх нижних и верхних трубах.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФКЭ2-65*21

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор ПРК - 42С, ПРК - 54С. Поскольку мощность пласта составляет 10 м по вертикали, то требуется не менее пяти спусков перфоратора для полного вскрытия пласта.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи замены раствора на воду, нефть. Глино-кислотной обработки, свабирования.

2.5 Выбор буровой установки

Бурение эксплуатационной скважины глубиной 2680 м на Казанском месторождении проектируется производить буровой установкой «БУ – 3000 ЭУК».

Тип привода – электропривод.

Лебёдка - ЛБУ-800 (электродвигатель - АКБ-500 - 1 ед.).

Насос - У8-6МА2 - 2 ед. (электродвигатель - СДБО-99/49-8ХЛ2 – 2ед.)

Вышка ВМР-45х170.

Основание – металлическое, блочное.

Нагрузка на крюке не должна превышать 60% величины допустимой нагрузки буровой установки от расчётной массы бурильной колонны и 90% от расчётной массы обсадной колонны и не более растягивающей нагрузки, которую можно допустить при ликвидации прихватов.

Допускаемая нагрузка на крюке буровой установки БУ-3000 ЭУК составляет:

- при оснастке 4x5 – 160 тс;
- при оснастке 5x6 - 200 тс;

С учётом требований к допускаемой нагрузке буровой установки максимальный допустимый вес колонн не должен превышать:

при оснастке 4x5:	96 тс	для бурильной
	144 тс	для обсадной
при оснастке 5x6:	120 тс	для бурильной
	180 тс	для обсадной колонны;

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка: БУ – 3000 ЭУК			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	65	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,46
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	84	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,9
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	155	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,03
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	160		

Продолжение таблицы 36

Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно- лебёточного блока, т ($Q_{в\text{лб}}$)	465	$k_{\text{по}} = P_o / P_{\text{бo}} (k_{\text{по}} > 1,25)$	0,25кГ/см2
Вес бурильной колонны, т ($Q_{\text{бк}}$)	65		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{\text{ок}}$)	84		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{\text{п}}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{\text{бр}}$)	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{\text{бo}}$)	324		

III СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Методы обработки призабойной зоны пласта

В строительство скважины входит такой этап, как интенсификация притока. Для интенсификации притока используют обработку призабойной зоны пласта.

Дополнительный приток нефти в скважины, а, следовательно, и дополнительный дебит обеспечивают применение методов увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. На окончательной стадии бурения скважины глинистый раствор может проникать в поры и капилляры призабойной зоны пласта, снижая ее проницаемость. Снижение проницаемости этой зоны, загрязнение ее возможно и в процессе эксплуатации скважины. Проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта увеличивают за счет применения различных методов:

- тепловых (паротепловая обработка, электропрогрев) и их комбинированием.
- химических (кислотные обработки);
- механических (гидравлический разрыв пласта, обработка высоконапорными вращающимися струями и с помощью импульсно-ударного воздействия и взрывов);

Электротепловая обработка.

Суть этого метода заключается в том, что призабойные зоны скважин прогревают глубинными электро-нагревателями, спускаемыми в скважину на кабель-тросе.

Прогревают призабойную зону в течение 3-7 суток. После прогрева электронагреватель извлекают из скважины, спускают насосно-компрессорные трубы в скважину и пускают её в работу.

Рекомендуется применять на месторождениях с: повышенной вязкостью нефти, более 50 мПа*с; суммарным содержанием парафиновых и асфальто-смолистых веществ не менее - 3 %; глубиной залегания пластов-коллекторов не более 2500 м; - мощностью пласта не менее 3-х м; пористостью более 5 %.

Парообработка.

Для обработки призабойной зоны теплоносителем служит перегретый водяной пар. Пар нагнетают в скважину, в течение определённого времени, после чего устье скважины закрывают для передачи тепла в глубь пласта.

При воздействии на пласт паром создаются условия для глубоких фазовых, физических и физико-химических изменений содержащейся в пласте. При этом происходит снижение вязкости, термическое расширение, снижение поверхностного натяжения

Обработка высоконапорными вращающимися струями

Данный метод основан на использовании энергии высоконапорных вращающихся струй (не несущих абразивных частиц), реализуемой с помощью гидромонитора.

Среднее время обработки 1 м фильтра скважины составляет 10-12 мин (50-60 циклов).

К преимуществам разработанной технологии обработки фильтра относятся:

- 1) создание активного гидромеханического воздействия рабочей жидкости на обрабатываемый объект, которое интенсифицирует процесс очистки фильтра и сокращает время обработки;
- 2) простота технических решений и технологических разработок, основанных на применении стандартного оборудования;
- 3) оптимальный подбор свойств рабочей жидкости и сочетание метода с тепловыми, кислотными и другими способами обработки;
- 4) возможность надежного контроля процесса очистки и оперативного регулирования режима и времени обработки фильтра, обеспечивающего высокую эффективность проводимых работ.

Технология ГДРП (газодинамический разрыв пласта) основана на использовании для очистки призабойной зоны пласта и создания «техногенных» трещин энергии высокотемпературных (1200-1600 К) газов, образующихся при сгорании твердотопливных систем. Основные преимущества технологий газодинамического разрыва пласта состоят в том,

что они позволяют в широких пределах изменять динамику нагружения горных пород, в том числе, используя свойства горных пород необратимо деформироваться при высокоскоростных динамических нагрузках.

1-й этап — собственно разрыв пласта давлением, создаваемым газообразными продуктами сгорания ГОС, и созданием «техногенных» трещин;

2-й этап — воздействие на породы пласта температурой и циклическими колебаниями столба жидкости в скважине, возникающими после сгорания ГОС и порохового генератора, что приводит к очистке созданных трещин и перфорационных отверстий от обломков пород, расплавленных углеводородных соединений и продуктов химических реакций. Длительность импульсного воздействия составляет не менее 10 с;

3-й этап — циклическое воздействие колеблющегося столба жидкости, способствующее очистке поровых каналов.

Метод виброударных колебаний.

Вибровоздействие рекомендуется проводить в скважинах, где коллекторские свойства призабойной зоны ухудшены, сложены низкопроницаемыми породами и содержат глинистые минералы. Эффективность воздействия улучшается в условиях коллекторов с высоким пластовым давлением, но низкой проницаемостью.

В основе вибровоздействия на призабойную зону лежит создание больших перепадов давления как для очистки призабойной зоны, так и для расклинивания трещин. При таких перепадах давлений получают отражённые волны, интерференция которых формирует мощные гидравлические удары, способствующие образованию сети микротрещин.

Вибровоздействие целесообразно осуществлять в скважинах, где намечают проведение кислотной обработки, гидравлического разрыва или обработку поверхностно-активными веществами.

Виброобработка забоев скважин заключается в том, что на забое скважины с помощью вибратора формируются волновые возмущения среды в

виде частых гидравлических импульсов или резких колебаний давления различной частоты и амплитуды. При этом повышается проводимость пластовых систем вследствие образования новых и расширения старых трещин и очистки призабойной зоны.

Кислотные обработки ПЗП

- это улучшение продуктивности за счет растворения «загрязнений» в пласте коллекторе,
- создания новых приточных каналов (интервалов),
- восстановление проницаемости пласта.

Кислотные обработки способствуют очистке ПЗП от карбонатных и железистых отложений, снижают межфазное натяжение, разрушают агрегаты глинистого материала. Она проводится зачастую несколько раз, так как не всегда удаётся добиться нужного эффекта после первого применения. Если после первой обработки нет результата, то необходимо провести еще один курс обработки с увеличением концентрации кислоты.

Под воздействием соляной кислоты в породах ПЗС образуются пустоты, каверны, каналы разъедания, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а, следовательно, и производительность нефтяных (газовых) и приемистость нагнетательных скважин.

В настоящее время многие организации занимаются разработкой того, чтобы данный метод был более эффективным, так как наибольшая эффективность достигается в карбонатных трещинных коллекторах или гранулярных коллекторах, но с высокой долей карбонатной составляющей. Так же практика применения кислотных составов для повышения продуктивности добывающих скважин показывает, что при многократном повторении обработок в одной скважине их эффективность значительно снижается.

Недостаток – коррозия НКТ, обсадной колонны.

Гидроразрыв пласта, ГРП

Сущность ГРП в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных и образование искусственных трещин с их закреплением пропантом.

Оптимальным расположением трещины ГРП было бы в плоскости продуктивного пласта, так как основными недостатками так называемого «вертикального» ГРП считают малую толщину продуктивных слоев и связанное с этим практически необратимое проникновение вершин трещины в зоны водо- и газонефтяного (ВНК и ГНК) контактов, что зачастую приводит к быстрому обводнению продукции и/или прорыву газов.

Недостатком ГРП является высокая его стоимость, необходимость в большом количестве техники.

Таким образом, на данный момент не существует совершенного метода обработки призабойной зоны пласта. Каждый из них обладает своими преимуществами и недостатками.

Для использования на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении считаю необходимым использовать кислотную обработку, так как пласт коллектор содержит карбонатные отложения, а кислотная обработка наиболее эффективна именно в этом случае.

IV. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (1)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (2)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (3)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}}, \quad (4)$$

В таблице 37 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 37- Данные и результаты расчета СПО

	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	1	1
Начальная глубина интервала, Н ₁ (м)	0	1053
Конечная глубина интервала, Н ₂ (м)	1053	2595
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, ВЗД, удлинитель, и т.д.), d(м)	70,06	121,04
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	3000	3000
Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{СП} (шт)	41	61
Количество поднимаемых свечей N _{ПОД} (шт)	121	122
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T _{1СВ} (мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, T _{СП} (час)	1,7	2,54
Время подъёма свечей, T _{ПОД} (час)	5	5,1
Время СПО, T _{СПО} (час)	14,42	

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 4.2

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (5)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (6)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

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

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (8)$$

Таблица 38 - Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	2595
Продолжительность механического бурения, t _М (час)	109
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, t _{ПВР} (час)	51
Календарное время бурения, T _К (час)	412
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	2
Механическая скорость бурения, V _М (м/час)	23,8
Рейсовая скорость бурения, V _Р (м/час)	14,8
Коммерческая скорость, V _К (м/ст.мес)	4534
Средняя проходка на долото по скважине, h _{ср} (м)	3000

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают

на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин.

Затраты времени на монтаж, а также строительство и испытание скважины представлены в таблицах 39, 40.

Таблица 39 - продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Элемент цикла	Плановая продолжительность по проекту, час
Строительно-монтажные работы	720
Подготовительные работы к бурению	48
Бурение и крепление, в том числе	432
Испытание	144,0
Итого на скважину	1344

Таблица 40 продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе	
		Кондуктор	эксплуатационная
Бурение	4,5	1,83	2,6
Крепление	9,3	4,6	4,7
Вспомогательные работы	4,2	1,3	2,9
Всего	18	7,8	10,2

4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады

Цикл строительства скважин является непрерывным производственным процессом. Исходя из этого, для буровой бригады установлен график выходов на работу, обеспечивая непрерывность ведения работ.

Буровая бригада работает вахтовым методом в связи с удаленностью объекта от базы. Вахта работает 14 дней по 12 часов в сутки, через 12 часов отдыха. Затем 14 дней выходных.

Доставка вахт на месторождения осуществляется авто и авиатранспортом.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

Таблица 42 Количество обслуживающего персонала.

Буровой мастер	1 чел,
Помощник бурового мастера	3 чел,
Бурильщик 7 р	4 чел,
Бурильщик 6 р	4 чел,
Помощник бурильщика 5 р	8 чел,
Слесарь 5 р,	4 чел,
Электромонтёр	2 чел.

4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице

Таблица 43 Общий расчет сметной стоимости геологического задания

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	Буровые работы (средний показатель за 3 предыдущие скважины)	Скв	1	17 633 500	17 633 500
Основные расходы					
А. Собственно геологоразведочные работы:					
	1. Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700
	2. Буровые растворы	м	2595	45500	118 072 500
	3. Работы по креплению	ч	393,6	32450	12 772 320
	4. Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531 855
	5. Геофизические работы (комплекс)			2150000	2 150 000
1	Итого полевых работ: $\Sigma 1$				137663375
	1. Организация полевых работ	%	1,2	от $\Sigma 1$	2095090
	2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от $\Sigma 1$	2618863
	Итого расходов А: $\Sigma 2$				142377328
Б. Сопутствующие работы и затраты					
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от $\Sigma 2$	35860965
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от $\Sigma 2$	23309627
	Итого расходов Б: $\Sigma 3$				59170592
	Итого основных расходов А+Б				238475421
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	33386558
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	40779297
	Итого по расчету:				312641276
Компенсируемые затраты					
4	1. Производственные командировки	%	0,8	от $\Sigma 1$	1396727
	2. Полевое довольствие	%	3	от $\Sigma 2$	5379144
	3. Доплаты	%	8	от $\Sigma 2$	14344386
	4. Охрана природы	%	5	от $\Sigma 2$	8965241
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	7154262
ИТОГО себестоимость проекта					312953537
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					369285173

Расчет основных расходов буровых работ (СМ-5)

Таблица 44-СМ-5

№	Статьи затрат	Буровые работы	
		Норма, руб.	Норма затрат с учетом коэффициентов, руб.
1	Заработная плата	2350000	
2	Дополнительная зарплата (7,9%)	185650	
3	ФЗП	2535650	
4	Страховые взносы (34%)	862110,8	
5	ФОТ (к=1,3)	2310400	3003520
6	Материальные затраты (к=1,1)	435000	478500
7	Амортизация (к=0,8)	650000	520000
	Итого		4002020

4.4 Финансовый план

Таблица 45-Финансовый план

Статья	Руб.
Доходы	
Сметная стоимость проекта	1703830758
Расходы	
ФЗП	56520236
Материалы	75360315
Амортизация	56520236
Накладные расходы	52995542
Компенсируемые затраты	63514364
Резерв	50345233
Организация и ликвидация полевых работ	5528757
Проектно-сметные работы	3348800
Итого расходов	266559742
Налоги	
НДС	56331636
Социальные выплаты	14695261
Накладные расходы	13188055
Итого налогов	93021408
Балансовая прибыль	67435229
Налог на прибыль	13487045
Чистая прибыль	91947649

Вывод

Исходя из представленных в данном разделе сведениях, мы имеем общую картину потребности в материалах и иных ресурсах, необходимых для строительства запроектированного объекта, а так же затрачиваемые временные фонды для тех или иных операций. Благодаря этому мы можем наиболее эффективно оперировать расходами и потребностями в материалах тем самым максимально сократить сроки строительства скважины.

V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

Таблица 46 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
Камеральный этап (работа внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Нервно-эмоциональное напряжение		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывобезопасность	
Полевой этап			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ПБ 08-624-03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Казанском НГКМ

Отклонение показателей микроклимата в помещении:

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями (таблица 5.2) согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96.

Таблица 47 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение	фактическое значение	допустимое значение
Холодный	1б	22	19-24	45	15-75	0-0,05	0,1
Теплый	1б	24	20-28	55	15-75	0-0,05	0,1

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения, мероприятий по улучшению условий микроклимата проводить не нужно.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной -20°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+18^{\circ}\text{C}$.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, которые представлены в таблице 5.3.

Таблица 48 –Погодные условия

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

Недостаточная освещенность:

Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Естественное освещение подразделяется на следующие типы: боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

В таблице 48 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 49 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Рабочее место, подлежащее освещению	Разряд зрительной работы	Место установки светильников	Отраслевая норма освещенности, ПК	Норма, ПК
1	2	3	4	5
Роторный стол	II	На ногах вышки, на высоте 6 м под углом 20-300 к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талевого блока	IV	На лестничных площадках по высоте вышки	13	80
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола по- латей, под углом 500	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт бурильщика	I	Над пультом	50	220
Машинно-насосный блок, эл/моторы, компрессоры	II	На высоте не менее 3 м	30	200

Таблица 50 - Уровень звукового давления на буровой

Характеристики помещений	Уровень звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент уровня, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места и зоны в помещениях и территориях предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Таблица 51 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

Вибрация	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	по каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

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

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения, т.к. он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин.

5.2.2 Выбросы в атмосферу

Анализ по загрязнению атмосферы сведён в таблице...

Таблица 52 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0,1703	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 53 - Сточные воды

Источник	Наименование стока	Количество образующихся сточных вод (м ³ /час)	Периодичность сбросов	Место сброса
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Промплощадка	- строительномонтажных работ;	100,00	В период строительномонтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под вышечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклоном к сточным желобам, связанными с гидроизолированными бетонными прямыми. Из прямиков вода периодически, по мере накопления, откачивается в металлическую емк.
	- бурения и крепления;	3506,16		
	- испытания	313,11		
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплощадка Вахтовый поселок	- строительномонтажных работ;	112,89	В период строительномонтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		
	- испытания	210,04		

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

В случае возникновения аварийной ситуации - открытого фонтана, а так же в следствие пожара, работы по их ликвидации должны

осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад. Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями.

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

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),

- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 54

Таблица 54 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При подведении итогов выпускной квалификационной работы бакалавра на тему технологические решения для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2595м на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении следует сказать, что были выполнены необходимые расчеты и сделано заключение по вопросам, указанным в задании.

В данной работе отображены технические решения построения данного объекта бурения, и процессов его сопровождающих, а также общие литолого-географические признаки рассматриваемого участка разработки, и технологические а также

В специальной части рассмотрен вопрос о использовании методов обработки призабойной зоны пласта, учтены все необходимые требования к использованию данного метода обработки для благополучной дальнейшей эксплуатации скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 1999.
- 2 Баканов, Ю.В. Бурение наклонно-горизонтальных скважин и вторых стволов [Текст] / Ю.В. Баканов // Бурение и нефть. – 2004. – № 10. – С. 29-31.
- 3 Дихтярь, Т.Д. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Т.Д. Дихтярь, А.Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 40 с.
- 4 Булатов, А.И. Проектирование конструкций скважин [Текст]: учеб. пособие / А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, О.А. Лебедев. – М.: Недра, 1984. – 125 с.
- 5 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101: введ. в действие с 18.12.13. – М.: 2013. – 145 с.
- 6 ГОСТ 13862-90. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции. [Текст]: введ. 92-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1992. – 23 с.
- 7 Булатов, А.И. Технология промывки скважин [Текст]: учебник / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 301 с.
- 8 Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: справочник. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
- 9 Акбулатов, Т.О. Расчет гидравлической программы проводки скважин [Текст]: учеб. пособие / Т.О. Акбулатов. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 48 с.
- 10 Гилязов, Р.М. Методика расчета цементных мостов для забуривания боковых стволов [Текст] / Р.М. Гилязов // Бурение и нефть. – 2003. – № 3. – С. 18-19.

11 Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин [Текст]: учебник / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1985. – 196 с.

12 Молчанов, А. А. Телеизмерительные системы с электромагнитным каналом связи для проводки и геофизических исследований наклонно-направленных и горизонтальных скважин Западной Сибири (опыт применения и перспективы). НТВ АИС «Каротажник», № 59, 1999. С.85-91.

13 Абрамов, Г. С. Телеизмерительные системы с электромагнитным каналом связи для точнонаправленного бурения нефтегазовых скважин Западной Сибири. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук, 1998.

14 Конесев, Г.В. Методическое руководство по расчету бурильных колонн [Текст]: учебник / Г.В. Конесев, Н.М. Филимонов – Уфа: УНИ, 1985.– 76с.

15 Российская Федерация. Законы о промышленной безопасности опасных производственных объектов [Текст]: Федер. закон № 116-ФЗ: принят 21.07.97 (ред. от 04.03.2013, с изм. и доп., вступающими в силу с 01.07.2013).

16 Панов, Е.Г. Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебник / Е.Г. Панов. – М.: Недра, 1982. – 112 с.

17 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности [Текст]: НПБ 105-95: утв. Гл. гос. инспектором Рос. Федерации по пожарному надзору: ввод в действие с 01.01.96. – М.: ГУ ГПС МВД России, 1996. – 16 с.

18 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше [Текст]: РД 39-133-94. ввод. в действие с 01.07.94.– М.: 1994. – 126 с.

19. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21. 03.01. «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»).