

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

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2570 метров на нефтяном месторождении (Томская область)</b>

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Воробьев Сергей Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2018г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Воробьеву Сергею Владимировичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2570 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <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>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком <math>Q = 50</math> м<sup>3</sup>/сутки</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <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,</i></p>	<p><b>- Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b>  <b>- Обоснование конструкции скважины</b>                  (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка</p>

<i>подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<p>схем обвязки устья скважины);</p> <p><b>- Углубление скважины:</b> (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p><b>- Проектирование процессов заканчивания скважин</b> (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p><b>- Выбор буровой установки.</b></p> <p><b>- Борьба с интенсивным выносом песка</b></p>
--	---

<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геолого-технический наряд</li> <li>2. Компоновка бурильной колонны</li> </ol>
---	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вершкова Е.М.
Социальная ответственность	Немцова О.А.

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

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	20.03.2018г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2БЗБ	Воробьев Сергей Владимирович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗБ	Воробьеву Сергею Владимировичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	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
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
1. Организационная структура управления организацией 2. Линейный календарный график выполнения работ 3. Нормативная карта	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2БЗБ	Воробьев Сергей Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2БЗБ	Воробьеву Сергею Владимировичу

	ИШПР ТПУ		Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Бурение нефтяных и газовых скважин

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»**

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2570 метров на нефтяном месторождении (Томской области)
---	--

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p><b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>- действие фактора на организм человека;</li> <li>- приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>- предлагаемые средства защиты.</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, источники, средства защиты).</li> </ul>	<p><b>1 Производственная безопасность</b> 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>- превышение уровней шума,</li> <li>- превышение уровня вибрации;</li> <li>- тяжесть физического труда;</li> <li>- повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;</li> <li>- отклонение показателей климата в помещении,</li> <li>- недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>- повышенная запыленность воздуха рабочей зоны;</li> <li>- утечки токсических и вредных веществ в рабочую зону.</li> <li>- превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений;</li> </ul> <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола);</li> <li>- электрический ток;</li> </ul>
--	--

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– статическое электричество;</li> <li>– острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов;</li> <li>– пожароопасность;</li> </ul>
<b>2. Экологическая безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<b>2. Экологическая безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</li> </ul>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС: - пожар</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;</li> </ul>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова Ольга Александровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Воробьев Сергей Владимирович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 97 с., 11 рис., 60 табл., 10 источников, 4 прил.

Ключевые слова: давление, скважина, долото, дебет, бурение

Объектом исследования является Северо-Останинское месторождение Томской области.

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 2570 метров на Северо-Останинском месторождении, находящимся в Парабельском районе Томской области. Исходными данными для проектирования являются материалы, специальная литература и журналы.

В процессе исследования проводился анализ геолого-технического условия бурения вертикальной разведочной скважины

В результате исследования была спроектирована вертикальная разведочная скважина глубиной 2570 метров

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: анализ влияния и подбор бурового раствора для проходки и дальнейшего вскрытия продуктивного пласта, сведя к минимуму риск осложнений во время бурения

Область применения: региональная направленность

Экономическая эффективность/значимость работы: результаты дипломной работы могут быть использованы предприятиями нефтегазового комплекса Томской области



## Оглавление

Введение.....	11
1 Общая и геологическая часть.....	12
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	12
1.2 Геологические условия бурения скважины.....	14
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	17
1.4 Зоны возможных осложнений.....	18
2 Технологическая часть проекта.....	20
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	20
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	20
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.....	20
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	20
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	22
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	22
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	23
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	25
2.3 Углубление скважины.....	26
2.3.1 Выбор способа бурения.....	26
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	26
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	28
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	28
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	29
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	30
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	33
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	34
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	38
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	39
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	39
2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок.....	39
2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений.....	40
2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений.....	42
2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине.....	44
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны.....	45
2.4.2.1 Обоснование способа цементирования.....	45

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	45
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора.....	46
2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования.....	46
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	48
2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины .....	49
2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта .....	49
2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя.....	51
2.4.5.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования.....	51
2.5 Выбор буровой установки.....	53
3 Специальная часть.....	55
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	61
5 Социальная ответственность.....	69
Заключение.....	77
Список используемой литературы.....	78
Приложение А.....	79
Приложение Б.....	80
Приложение В.....	81
Приложение Г.....	83

## Введение

В недрах Томской области сосредоточены разнообразные полезные ископаемые, составляющие ее ресурсный потенциал. Важнейшим энергетическим сырьем являются углеводороды, обеспечивающие наиболее высокий уровень пополнение бюджета и притока инвестиций. Томская область входит в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и относится к ведущим регионам России по добыче нефти газа. Разведанные месторождения преимущественно расположены на левобережье р. Оби на площади Александровского, Каргасокского и Парабельского административных районов, в пределах Среднеобской, Каймысовской, Васюганской и Пайдугинской НГО.

Актуальность данной работы заключается в поиске технологических решений для улучшения качества буровых работ в условиях интенсивного бурения, характерных для этого этапа развития нефтяной промышленности. Реализация этой цели достигается внедрением более современного оборудования, усовершенствования способа бурения, созданием и усовершенствование качества долот, совершенствованием и расширением ассортимента материалов и инструмента, используемых в бурении; автоматизацией и механизацией работ, повышением уровня производства буровых работ в результате включение автоматизированных систем управления.

Целью данной дипломной работы является проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 2570 метров на Северо-Останинском месторождение, находящимся в Парабельском районе Томской области. Исходными данными для проектирования являются материалы, специальная литература и журналы.

Объект исследования – Северо-Останинское месторождение Томской области.

Предмет исследования – проектирование вертикальной разведочной скважины на Северо-Останинском месторождение Томской области.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Северо-Останинское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Парабельский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-4,0 +30 -51
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	0,5
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200

Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	водный транспорт по воздуху на вертолетах
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Пудино (35 км) Парабель (150 км)

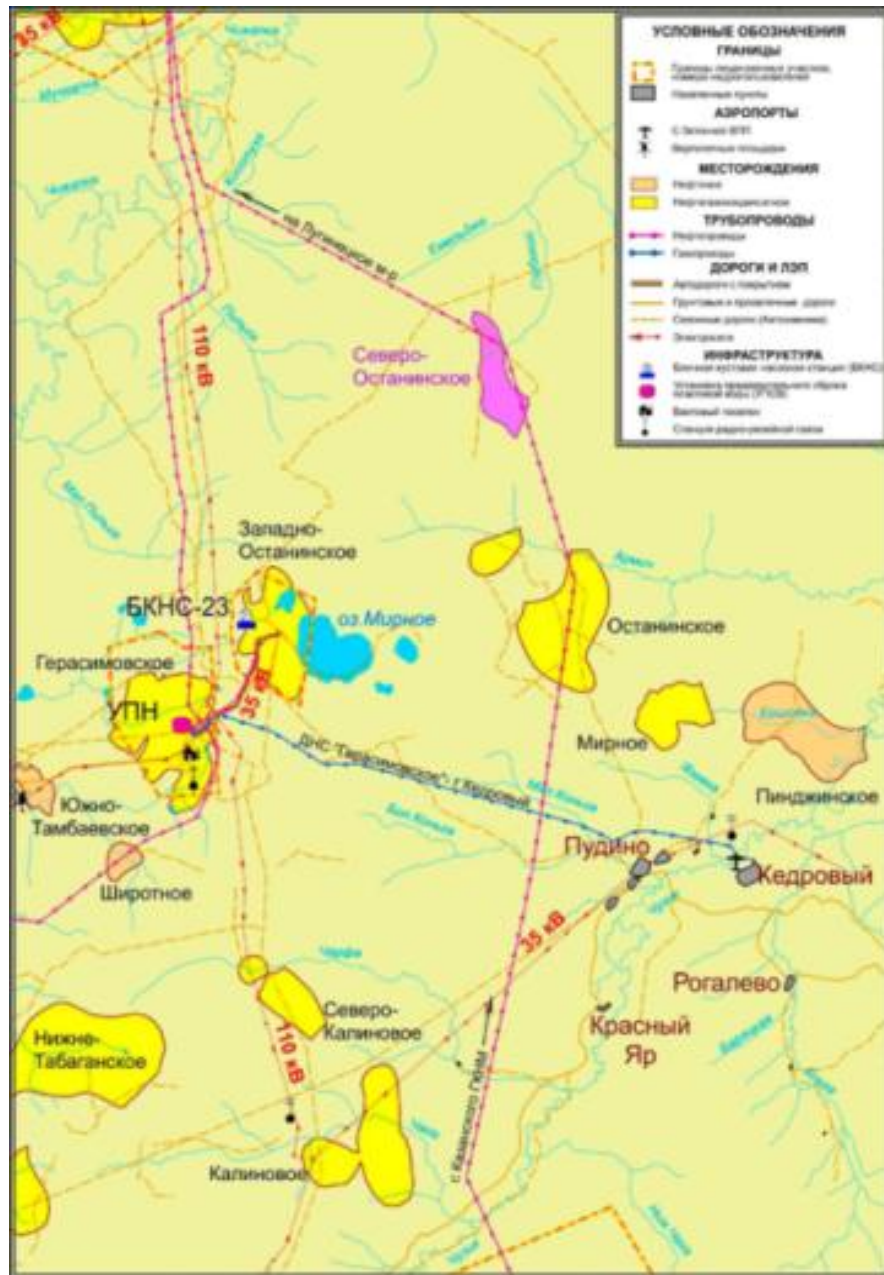


Рисунок 1 - Обзорная карта района работ

## 1.2 Геологические условия бурения скважины

В данном разделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в таблицах 1-4.

Таблица 3 - Стратиграфический разрез скважины, элементов залегания и коэффициент кавернозности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)
от	до					
(кровля)	(подошва)	название	индекс	угол		
				град	мин.	
0	60	Четвертичные отложения	Q	-	-	1.3
60	120	Неогеновая	N	-	-	1.3
120	160	Некрасовская свита	P <sub>3</sub>	-	-	1.3
160	200	Чеганская свита	P <sub>3</sub> – P <sub>2</sub>	-	-	1.3
200	285	Люлинворская свита	P <sub>2</sub>	-	-	1.3
285	320	Талицкая свита	P <sub>1</sub>	-	-	1.3
320	370	Ганькинская свита	K <sub>2</sub>	-	-	1.25
370	490	Славгородская свита	“-“	-	-	1.25
490	735	Ипатовская свита	“-“	-	-	1.25
735	750	Кузнецовская свита	“-“	-	-	1.25
750	1580	Покурская свита	K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>	-	50	1.25
1580	1615	Алымская свита	K <sub>1</sub>	-	50	1.25
1615	2030	Киялинская свита	“-“	1	20	1.25
2030	2090	Тарская свита	“-“	1	20	1.25
2090	2515	Куломзинская свита	“-“	1	20	1.25
2515	2525	Баженовская свита	J <sub>3</sub>	1	40	1.2

2525	2600	Наукаская свита	-“-	1	40	1.2
------	------	-----------------	-----	---	----	-----

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)	
Q	0	60	<b>Почвенно-растительный слой, пески аллювиальные, озерные, болотные пески, глины, суглинки.</b>
N	60	120	Переслаивание песков, глин, супесей.
P <sub>3</sub>	120	160	Супеси с прослоями песков и глин, линзами бурового угля.
P <sub>3</sub> – P <sub>2</sub>	160	200	З/серые алевритистые глины с редкими прослоями песков и линзами бурового угля.
P <sub>2</sub>	200	285	Глины диатомовые серые, з/серые.
P <sub>1</sub>	285	320	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей, местами опоковидные.
K <sub>2</sub>	320	370	Серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов.
-“-	370	490	Серо-цветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песков.
-“-	490	735	Переслаивание серо-цветных песчаников, алевролитов и глин.
-“-	735	750	Переслаивание алевритистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков.
K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>	750	1580	Серые пески и песчаники с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевролитов.
K <sub>1</sub>	1580	1615	Переслаивание песков и глин.
-“-	1615	2030	Глины пестроцветные, пески, алевролиты, гравелиты.
-“-	2030	2090	<b>Переслаивание песчаников и алевролитов, с прослоями аргиллитов.</b>
-“-	2090	2515	<b>Аргиллиты серые с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков.</b>
J <sub>3</sub>	2515	2525	<b>Аргиллиты буровато-черные битуминозные, кремнистые, с пропластками известковистых аргиллитов.</b>
-“-	2525	2600	<b>Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей.</b>

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками. Строение геологического разреза Приобского месторождения типично для нефтегазовых месторождений Томской области. Продуктивный горизонт – сангопайская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глинами темно-серыми, местами битуминозными.

Таблица 5 - Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup>	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
Q– P <sub>1</sub>	0	320	глины, супеси, суглинки, пески.	2,2 2,0 2,0 1,9	10 8 8 35	0,001 - - 0,6	90 40 60 10	1-2 1 1 1-2	15 - - 12	- - - -	1,1-4,5 1,1-4,5 1,1-4,5 1,1-4,5	II II II I-II	M
K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>	320	1580	глины, алевролиты, песчаники, пески.	2,2 2,0 2,3 1,9	10 15 31 35	0,001 0,05 0,5 0,6	90 20 7 10	1-2 4 1-2 1-2	15 21-164 9-213 12	- 29-182 14-234 -	1,1-4,5 1,6-4,3 1,1-4,5 1,1-4,5	II I-IV III-VIII I-II	MC
K <sub>1</sub>	1580	2515	глины, алевролиты, аргиллиты, песчаники, пески.	2,2 2,0 2,6 2,3 1,9	10 15 10 31 35	0,001 0,05 0,001 0,5 0,6	90 20 100 7 10	1-2 4 1-3 1-2 1-2	15 21-164 30-182 9-213 12	- 29-182 44-210 14-234 -	1,1-4,5 1,6-4,3 1,8-4,2 1,1-4,5 1,1-4,5	II I-IV I-III III-VIII I-II	MC, C
J <sub>3</sub>	2515	2600	аргиллиты, алевролиты, песчаники,	2,6 2,1 2,3	10 15 25	0,001 0,05 0,3	100 20 7-10	1-3 3-5 1-2	30-182 21-164 9-213	44-210 29-182 14-234	1,8-4,2 1,6-4,3 1,1-4,5	I-III I-IV III-VIII	C

Физико-механические свойства пород Приобского месторождения типичны для месторождений Томской области.

Продуктивный пласт в интервале 2515—2600 метров представлен:

- Песчаники (плотностью 2300 кг/м<sup>3</sup>, проницаемостью 0,3 мДарси, пористостью 25%, глинистостью 7-10%);
- Алевролиты (плотностью 2100 кг/м<sup>3</sup>, проницаемостью 0,05 мДарси, пористостью 15%, глинистостью 20%);
- Аргиллиты (плотностью 2600 кг/м<sup>3</sup>, проницаемостью 0,001 мДарси, пористостью 10%, глинистостью 100%);



Таблица 6 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Подвижность, Дарси/с П	Содержание серы % /парафинов %	Дебит, м <sup>3</sup> /сут.	Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Газовый фактор, м/м <sup>3</sup>	Относительная по воздуху плотность газа	Динамический уровень в конце эксплуатации, м	Температура жидкости в колонне на устье скваж. При экспл., град.	Давление насыщения, МПа
	от (верх)	до (низ)											
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	2525	2540	поров.	0,846	0,003	0,38/2,6	50	260	92,4	1,208	2390	35-40	8

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлены в таблицах 7 - 8.

Таблица 7 - Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Химический состав (воды), % экв.						Минерализация, г/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатонатр., ГКН-гидрокарбонатр., ХМ-хлоромангн., ХК-хлоро-кальциев.	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> (К)	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>			
Четвертично-палеогеновый комплекс	0	320	поров.	1,009	100-150	0-32	89	-	11	86	4	10	0,1-0,2	ГКН	да
Апт-альб-сеноманский комплекс	750	1580	поров.	1,01	500-800	75-158	98	0,5	1,5	85	4,4	10,6	15,883	ХК	нет
Неокомский комплекс	1580	2515	поров.	1,01	до 50	158-252	95	-	5	92,5	1,1	6,4	17,2	ГКН-ХК	нет
Юрский комплекс	2515	2600	порово-трещин.	1,013	до 10	228-234	87,4	-	12,6	94,2	1,66	4,14	22	ХК	нет
J <sub>3</sub> (Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> )	2560	2570	порово-трещин.	1,023	до 10	230-232	97	1,2	1,8	92	0,3	7,7	33,99	ХК	нет

Таблица 8 - 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 <sup>2</sup> на м	источник получения	величина кгс/см <sup>2</sup> на м	источник получения	величина кгс/см <sup>2</sup> на м	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q– P <sub>1</sub>	0	320	0,100	расчет	0,200	расчет	0,22	расчет	12	РФЗ
K <sub>2</sub>	320	750	0,100	“-	0,200	“-	0,22	“-	28	“-
K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>	750	1580	0,100	“-	0,170	“-	0,22	“-	59	“-
K <sub>1</sub> – J <sub>3</sub>	1580	2525	0,100	“-	0,165	“-	0,23	“-	94	“-
J <sub>3</sub>	2525	2600	0,103	“-	0,160	“-	0,23	“-	96	“-

#### 1.4 Зоны возможных осложнений

Таблица 9 - Возможные осложнения по разрезу скважины, поглощение бурового раствора.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м.		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Условия возникновения, в том числе допустимая репрессия
	от (верх)	до (низ)		
Q– K <sub>1</sub>	0	1580	1	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО
K <sub>1</sub> – J <sub>3</sub>	1580	2600	3	

Таблица 10 - Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнения, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
Q– K <sub>2</sub>	0	750	3	интенсивн.	750	100-110	Нарушение технологии бурения, превышение

K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>	750	1580	3	слабые	830	-“-	скорости СПО, организационные простои (ремонтные работы, ожидание инструмента, материалов), несоблюдение параметров бурового раствора, в т.ч. плотности, водоотдачи, вязкости и др., несвоевременная реакция на признаки осложнений.
K <sub>1</sub>	1580	1615	3	интенсивн.	35	-“-	
K <sub>1</sub> – J <sub>3</sub>	1615	2600	3	слабые	985	-“-	

Таблица 11 - Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		
K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>	750	1580	вода	Снижение гидростатического давления в скважине из-за: - недолива жидкости; - подъема инструмента с “сальником”; - снижения плотности жидкости, заполняющей скважину ниже допустимой величины.
J <sub>3</sub> (Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> )	2525	2540	нефть	
J <sub>3</sub> (Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> )	2560	2570	вода	

Таблица 12 - Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Репрессия при прихвате, кгс/м <sup>2</sup>	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q– K <sub>1</sub>	0	1580	-	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО
K <sub>1</sub> – J <sub>3</sub>	1580	2600	-	

Таблица 13 - Прочие возможные осложнения

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
от (верх)	до (низ)		
750	1580	Разжижение бурового раствора	Создание противодавления на водонасыщенные пласты устраняются повышением плотности промывочной жидкости
1580	2600	Сужение ствола скважины	Естественный процесс набухания глин при длительном контакте их с раствором на водной основе. Отложения устраняются проработкой этих интервалов

## 2 Технологическая часть проекта

### 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

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

### 2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями..

#### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

#### 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

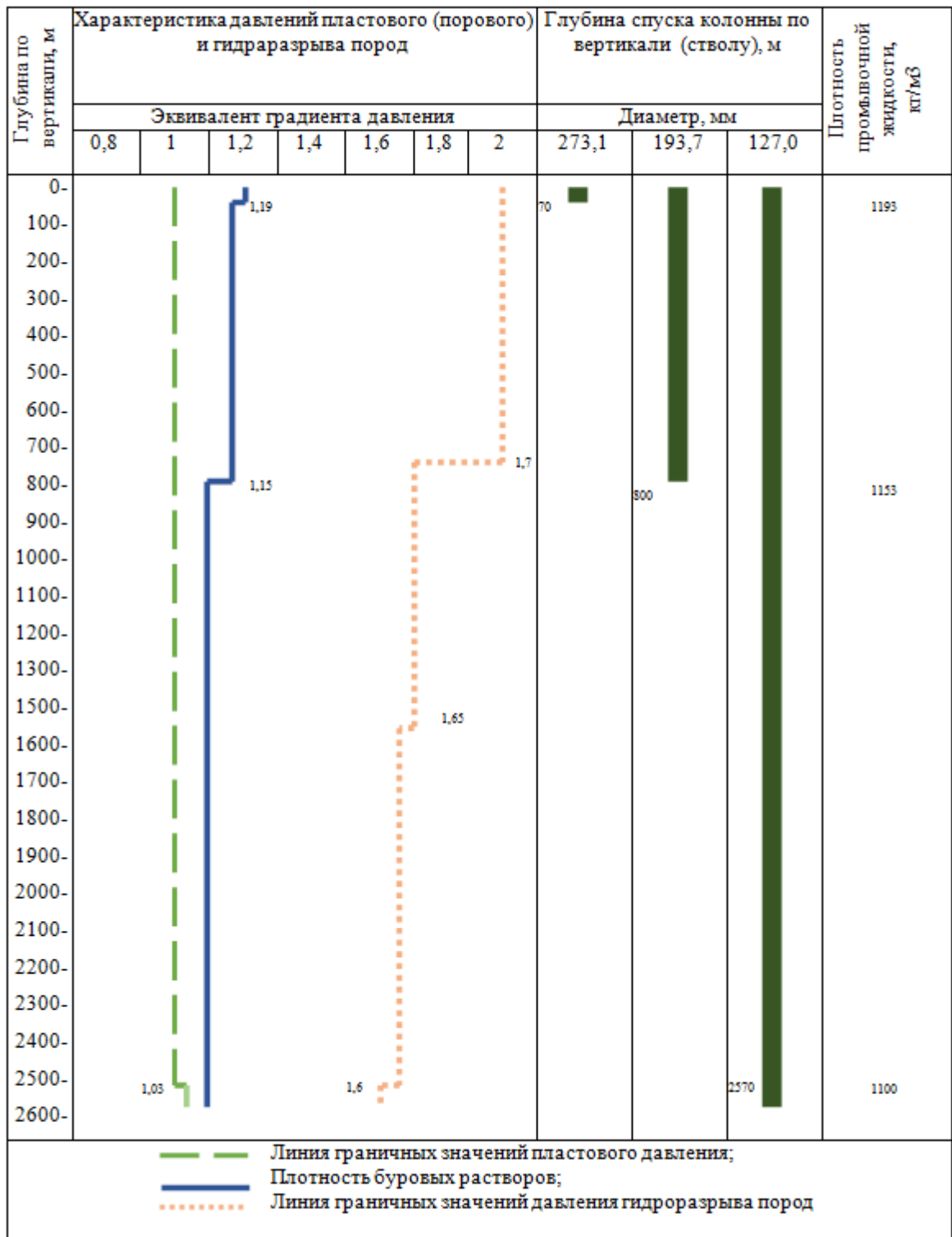


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

### 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 70 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 60 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 800 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-800 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2570 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2525-2540 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30 м.

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	70	70
Кондуктор	800	800
Эксплуатационная колонна	2570	2570

### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление: интервал цементирования 0-70 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0-800 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 650-2570 м. (Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

## 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

**1. Диаметр эксплуатационной колонны  $D_{\text{эк.н}}$** , принимаем с учетом ожидаемого притока  $Q = 50 \text{ м}^3/\text{сутки}$ :

$$D_{\text{эк.н}} = 127 \text{ мм.}$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота  $D_{\text{эк.д.расч}}$  для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

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

где  $D_{\text{эк.м}} = 141,3 \text{ мм}$ , наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 15 \text{ мм}$ , разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$D_{\text{эк.д.расч}} = 156,3 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота  $D_{\text{эк.д}} = 165,1 \text{ мм}$ .

**2. Диаметр кондуктора** выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора  $D_{\text{к.вн}}$  определяется по формуле:

$$D_{\text{к.вн}} = D_{\text{эк.д}} + 13 \text{ мм}, \quad (2)$$

$$D_{\text{к.вн}} = 178,1 \text{ мм};$$

$$D_{\text{к.н}} = 193,7 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{\text{к.д.расч}} = D_{\text{к.м}} + \Delta = 177,8 + 25 = 240,9 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота  $D_{\text{к.д}} = 243 \text{ мм}$ .

**3. Диаметр направления** выбирается из условия проходимости долота для бурения под кондуктор внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления  $D_k$  вн определяется по формуле:

$$D_{н.вн} = D_{к.д} + 13 \text{ мм}, \quad (3)$$

$$D_{н.вн} = 256 \text{ мм};$$

$$D_{н.н} = 273,1 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{н.д.расч} = D_{н.м} + \Delta = 298,5 + 35 = 333,5 \text{ мм}.$$

Выбираем долото РС, диаметр долота  $D_{н.д} = 349,5 \text{ мм}$ .

Полученные расчеты представим в виде проекта конструкции скважины рисунок 3.

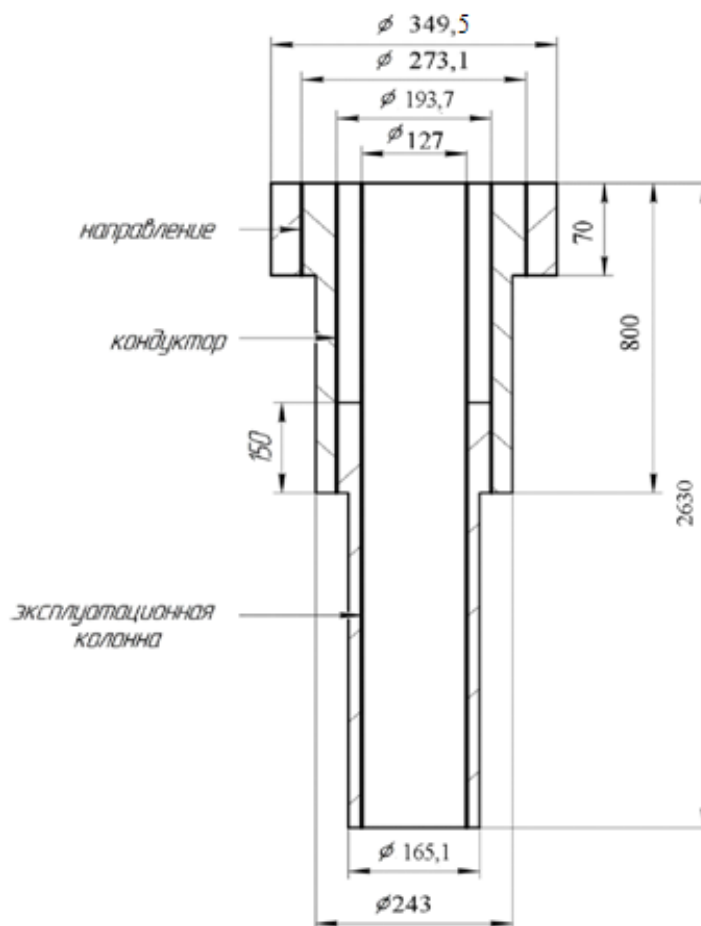


Рисунок 3 - Конструкция скважины

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 15.



Таблица 15 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	До		
Направление	0	50	0	50	273,1	349,5
Кондуктор	0	800	0	800	193,7	243
Эксплуатационная колонна	0	2570	250	2570	127	165,1

### 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления  $P_{му}$ , которая для газовых скважины рассчитывается по формуле.

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

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

$s$  – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

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

где  $H$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{отн}$  – относительная плотность газа по воздуху.

$$P_{му} = 5,07 \text{ Мпа}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-35-114x177**.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент **ОП5-180/80x35**

## 2.3. Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

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

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

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

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-70	Направление	Роторный
70-800	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
800-2570	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную

колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-800	800-2570
Шифр долота		349,5MTR115 М-ГВУ	243FD519S	165,1FD713MH
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		349,2	243	165,1
Тип горных пород		М	МС	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-152	3-88
	API	6 5/8 Reg	6 5/8Reg	3 1/2Reg
Длина, м				
Масса, кг		111	64	18,3
G, тс	Рекомендуемая	9-24	0,9-15	0,9-6
n, об/мин	Рекомендуемая	300-40	350-60	280-60

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 349,5 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 243 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 165,1 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При

использование шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

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

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 18.

Таблица 18 - Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-70	70-800	800-2570
Исходные данные			
$\alpha$	1	1	1
$R_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	5000	12000
$D_d, \text{см}$	0,3492	0,243	0,1651
$\eta$	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	5	5
$G_{пред}, \text{кН}$	310	130	130
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	8,34	11,7	24,07
$G_2, \text{кН}$	88,9	104	107
$G_3, \text{кН}$	248	155	104
$G_{проект}, \text{кН}$	240-250	100-110	100-110

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 19.

Таблица 19 - Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал	0-70	70-800	800-2570
Исходные данные			

$V_{л}, \text{ м/с}$		2,8	1,5	1
$D_{д}$	м	0,3495	0,243	0,1651
	мм	349,5	243	165,1
$\tau, \text{ мс}$		6	-	-
$z$		28	-	-
$\alpha$		0,9	-	-
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		121	92	133
$n_2, \text{ об/мин}$		23	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$		716	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		120	90	120

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

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 20.

Таблица 20 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-800	800-2570
Исходные данные				
$D_{д}$	м	0,3495	0,243	0,1651
	мм	349,5	243	165,1
$G_{ос}, \text{ кН}$		-	110	110
$Q, \text{ Н*м/кН}$		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}, \text{ мм}$		-	240	178
$M_{р}, \text{ Н*м}$		-	41300	28520
$M_{о}, \text{ Н*м}$		-	155	107
$M_{уд}, \text{ Н*м/кН}$		-	374	258

Для интервала бурения 70-800 м (интервал бурения под кондуктор), из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД Д-195, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. Для интервала бурения 800-2570 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД-127.4000.56, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
DP-195	70-800	195	9,51	1700	25-35	95-145	12	130
DP-127.4000.56	800-2570	127	6	500	10-20	160-320	5,5	140

### 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости

бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в таблицах 22-25.

Таблица 22 – КНБК для бурения секции под направления (0-70м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под направление (0-70м)</b>							
1	Долото 349,2	0,43	349,2	-	3-152	Ниппель	0,4
2	УБТ УБТС 203x80 Д	56	203	80	3-86	Ниппель	0,56
					3-86	Муфта	
3	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	0,7
					3-133	Муфта	

Таблица 23 – КНБК для бурения секции под кондуктор (70-800м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под кондуктор (70-800м)</b>							
1	Долото PDC 243 FD519S	0,4	243	-	3-152	Ниппель	0,4
2	Калибратор К 243 СТ	0,8	243	100	3-152	Муфта	0,2
					3-152	Муфта	
3	Переводник М-152/М147	0,51	201	90	3-152	Муфта	0,07
					3-147	Муфта	
4	ВЗД ДР-195	9,51	195	-	3-147	Ниппель	1,7
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ178x80 Д	48	178	80	3-147	Ниппель	7,49
					3-147	Муфта	
7	Переводник Н-147/М-133	0,52	178	89	3-147	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	22,21
					3-133	Муфта	

Таблица 24 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800-2570м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под эксплуатационную колонну (800-2630м)</b>							
1	Долото PDC 165,1 FD713MH	0,25	165,1	-	3-88	Ниппель	0,03
2	Калибратор КА 165,1 СТ М88/88	0,7	165,1	80	3-88	Муфта	0,09
					3-88	Ниппель	
3	ВЗД ДР-127.4000.56	5,538	127	90	3-88	Муфта	0,6
					3-88	Муфта	
4	УБТ ТБТ127 Д	74	127	76,2	3-102	Ниппель	5,51
					3-101	Муфта	
5	Переводник Sperry Drilling Н-101/М-122	0,42	127	58	3-101	Ниппель	0,03
					3-122	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 114х9 Е	До устья	114	89	3-122	Ниппель	67,13
					3-122	Муфта	

Таблица 25 – КНБК для отбора керна (2523-2542м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под эксплуатационную колонну (800-2570м)</b>							
1	Долото PDC 165,1 FD713MH	0,25	165,1	-	3-88	Ниппель	0,03
2	Калибратор КА 165,1 СТ М88/88	0,7	165,1	80	3-88	Муфта	0,09
					3-88	Ниппель	
3	ВЗД ДР-127.4000.56	5,538	127	90	3-88	Муфта	0,6
					3-88	Муфта	
4	УБТ ТБТ127 Д	74	127	76,2	3-102	Ниппель	5,51
					3-101	Муфта	
5	Переводник Sperry Drilling Н-101/М-122	0,42	127	58	3-101	Ниппель	0,03
					3-122	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 114х9 Е	До устья	114	89	3-122	Ниппель	67,13
					3-122	Муфта	



### 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

- Интервал бурения 0-70м под направления - бентонитовый буровой раствор.
- Интервал бурения 70-800м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор.
- Интервал бурения 800-2470м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор.
- Интервал бурения 2470-2570 под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта - КСЛ/полимерный (биополимерный) буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 26. В таблице 27 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 26 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см <sup>3</sup>	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	70	1,19	40	-	-	-	-	-	< 2
Полимерглинистый	70	800	1,15	45	25	90	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	800	2470	1,06	40	20	70	35-75	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2470	2570	1,06	40	10	60	30-40	< 6	8	< 0,5

Таблица 27 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	70	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода
Полимерглинистый	70	800	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
Полимерглинистый	800	2470	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2470	2570	Техническая вода, каустическая сода, ксантановая камедь, КСЛ, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель

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

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

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.

### 2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

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

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах 28-30.

Таблица 28 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	70	БУРЕНИЕ	0,59	0,068	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	18	86,00	3,15
<b>Под кондуктор</b>									
70	800	БУРЕНИЕ	1,14	0,112	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	12,7	81,90	4,47
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
800	2570	БУРЕНИЕ	1,03	0,094	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	8	50,10	1,32
<b>Отбор керна</b>									
2523	2542	Отбор керна	0,92	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	8	44,60	0,93

Таблица 29 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	70	БУРЕНИЕ	82,4	52,4	0	19,8	0,3	0,3
70	800	БУРЕНИЕ	156,1	45,6	58,7	38,2	3,7	3,7
800	2570	БУРЕНИЕ	221,5	16	51,8	132,7	16,5	16,5
2523	2542	Отбор керна	135,8	12,7	0	104,0	15,7	15,7

Таблица 30 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
От (верх)	До (низ)										
0	70	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	214	1	100	32,80	65,60
70	800	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	90	25,92	51,64
800	2570	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	140	326	1	90	20,16	20,16
2523	2542	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	140	326	1	80	17,92	17,92

### 2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов.

Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 2525-2540м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемы интервалы отбора керна следующие:

#### 1. Интервал отбора керна 2523-2542м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения трех запланируемых интервалов. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах. После отбора керна произвести калибровку ствола скважины т.к. диаметр бурголовки меньше диаметра долота.

Таблица 31 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ212,7/100 СВ109МН	212,7	100	Муфта 3-161	24

Таблица 32 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					Верхняя	нижняя	
УКР-138/67 Недра	138	13,7	67	15943	3-121	3-133	1480

Таблица 33 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2523-2542	УКР-138/67 Недра	2-5	60-120	18-25

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

#### 2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Для расчетов применяем техническую воду  $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$ .

Плотность нефти  $\rho_n = 846 \text{ кг/м}^3$ .

Плотность буферной жидкости  $\rho_{буф} = 1150 \text{ кг/м}^3$ . Плотность тампонажного раствора нормальной плотности  $\rho_{трн} = 1850 \text{ кг/м}^3$ .

Плотность облегченного тампонажного раствора  $\rho_{тр обл} = 1450 \text{ кг/м}^3$ .

Глубина эксплуатационной колонны  $H = 2630 \text{ м}$ .

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора  $h_1 = 650 \text{ м}$ .

Высота тампонажного раствора нормальной плотности  $h_2 = 95 \text{ м}$ , рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана  $h_{см} = 10 \text{ м}$ .

### 2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_в,$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_в$  – внутреннее давление.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 4 и 5.

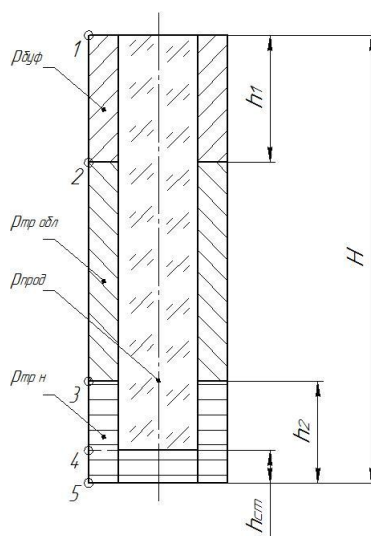


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении



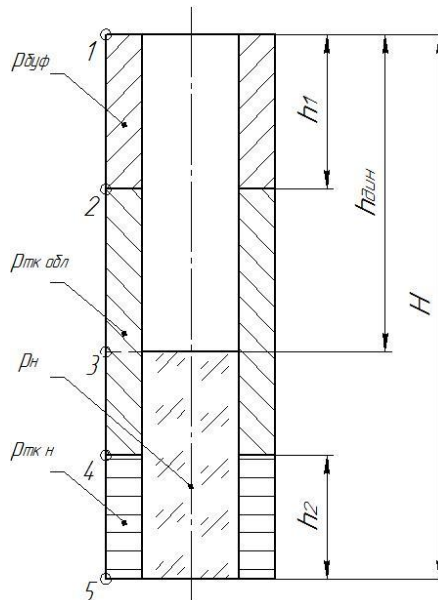


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 34 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 6.

Таблица 34 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа
1	0	0	1	0	0
2	650	0,44	2	650	6,82
3	2475	8,50	3	1825	18,16
4	2560	9,21	4	2475	21,07
5	2570	9,21	5	2570	21,72

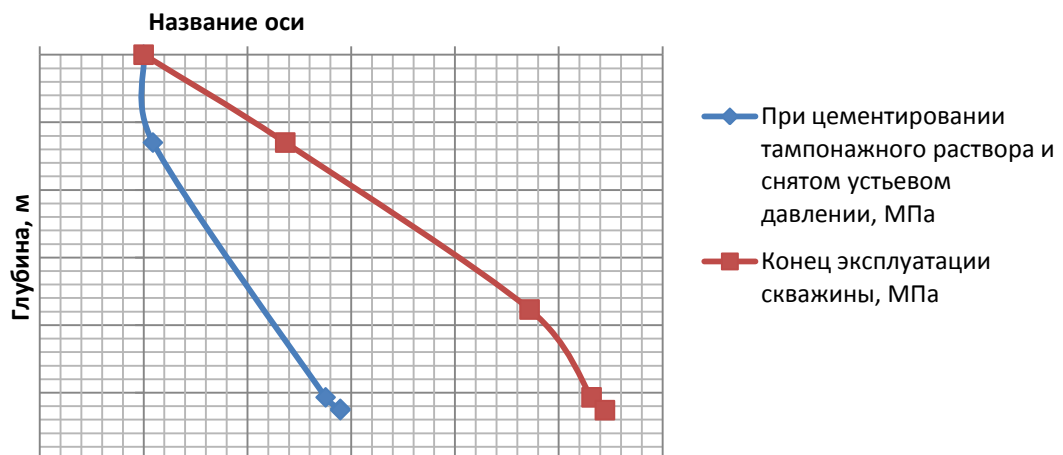


Рисунок 6 - Эпюра наружных избыточных давлений

### 2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н},$$

где  $P_{в}$  – внутреннее давление;

$P_{н}$  – наружное давление.

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

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 7.
2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 8.

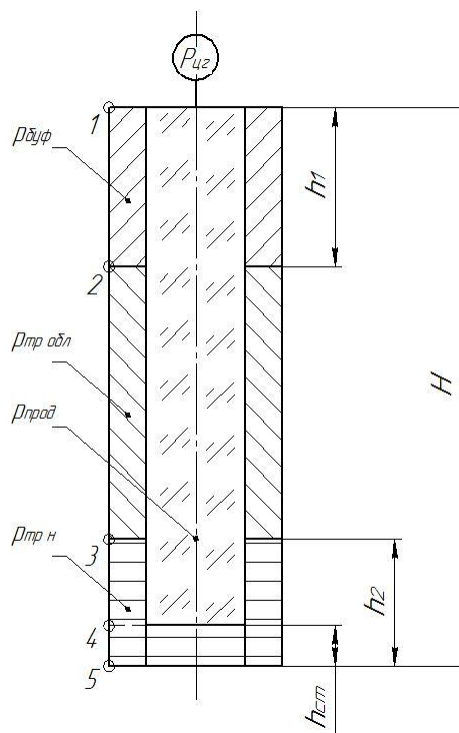


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

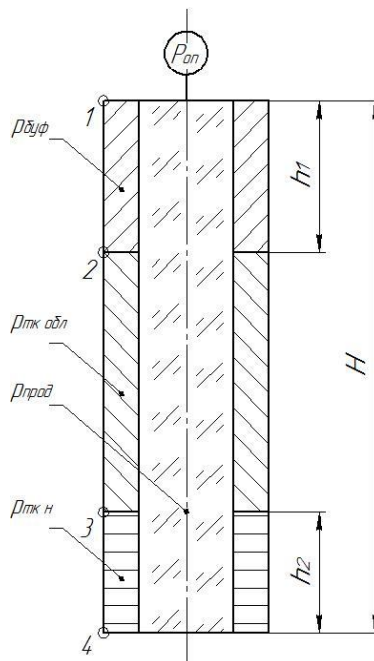


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 35 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 9.

Таблица 35 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа
1	0	18,15	1	0	11,50
2	650	17,70	2	650	11,05
3	2370	9,64	3	2475	9,48
4	2475	8,94	4	2570	9,12
5	2560	8,94	-	-	-

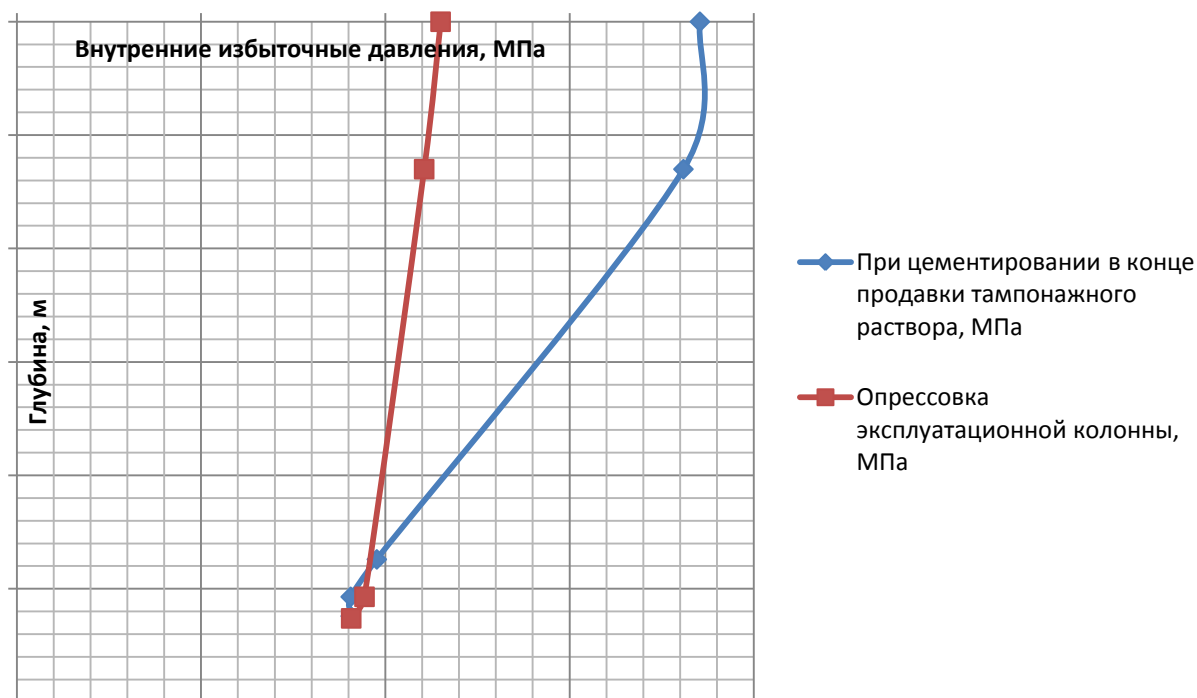


Рисунок 9 - Эпюры внутренних избыточных давлений

#### 2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

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

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 36.

Таблица 36 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	7,5	160	22,1	3536	2803	2470-2570
2	Д	6,4	520	19,2	9984	13520	1950-2470
3	Д	5,6	1950	16,9	32955	46475	0-1950

## 2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

### 2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (1.1)$$

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

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

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным  $P_{гр} = 45,9$  МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве  $P_{гд\ кп}$  определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{эк\ н})}, \quad (1.2)$$

$P_{гд\ кп} = 2$  МПа.

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

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (1.3)$$

$P_{гс\ кп} = 34,31$  МПа.

Производим сравнения давлений по формуле 1.1:

$$36,31 \text{ МПа} \leq 43,6 \text{ МПа},$$

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

### 2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Объем буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости	Расчётный объём, м <sup>3</sup>
Объем буферной жидкости	11,7

Объём тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	25,12
	Тампонажный раствор нормальной плотности	1,32
Объём продавочной жидкости		48,88

#### 2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

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

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 38.

Таблица 38 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объём жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объём воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонентов, кг / количества мешков, шт	Наименование цемента	Масса цемента, т / количества мешков, шт
Буферная	11.7	1150	11.7 22.09	МБП-СМ	197.4 / 10	-	-
				МБП-МВ	169.2 / 7	-	-
Облегченный тампонажный раствор	25.12	1450	22.09	НТФ	17.05 / 2	ПЦТ-III-Об(4)-100	25.12 / 26
Тампонажный раствор нормальной плотности	1.32	1850	1.55	НТФ	1.33 / 1	ПЦТ-II-100	4 / 4

#### 2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0.8, \quad (4.1)$$

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

$$P_{цг} = 18.53 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 18.53 \text{ Па.}$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в табл. 39).

Таблица 39 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр втулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

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

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (9)$$

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

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

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 9.

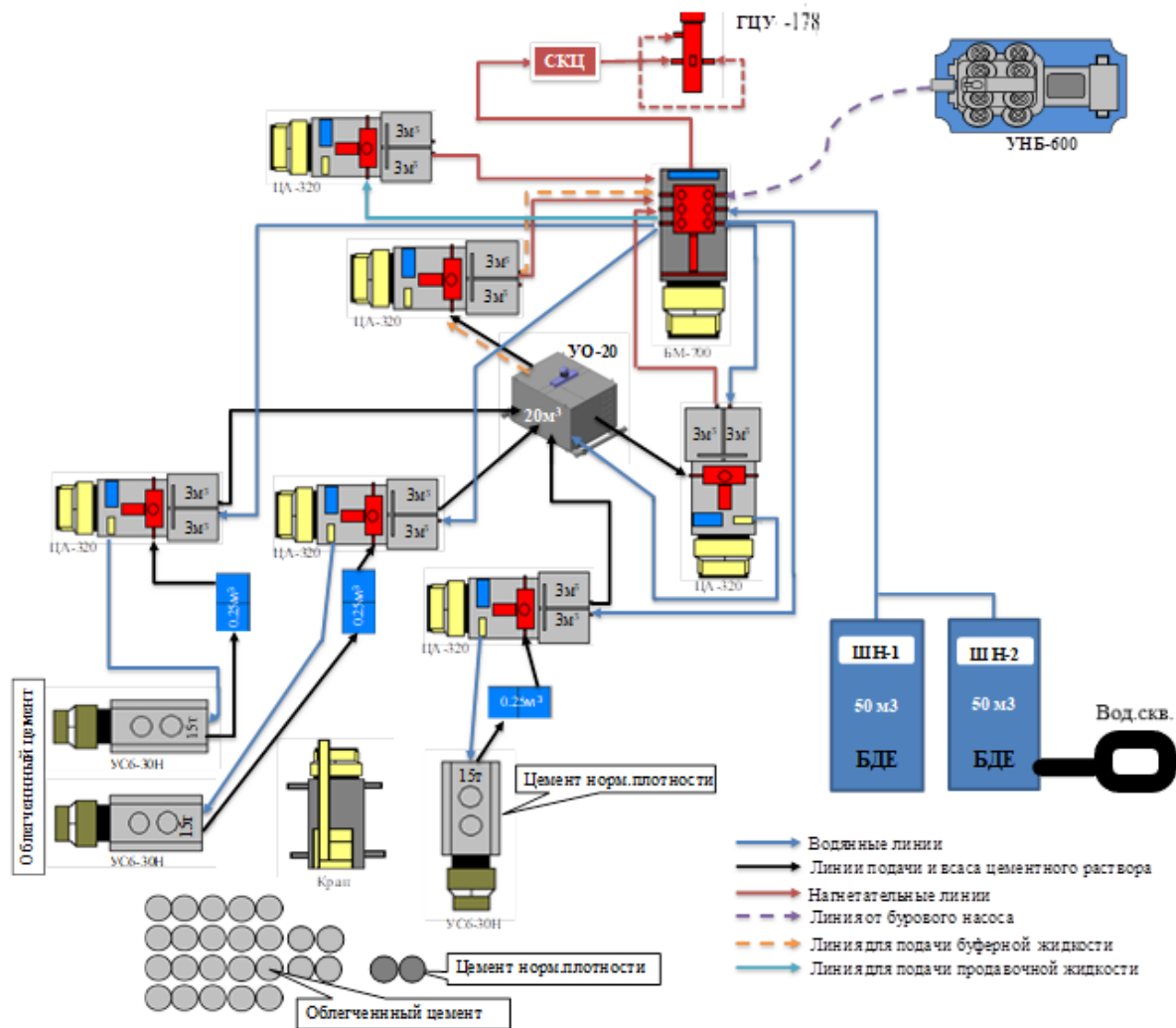


Рисунок 10 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

#### 2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 40.

Таблица 40 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, $D_{\text{усл}}$ , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементиро- вочная головка
Направление, $D_{\text{усл}} = 273.1 \text{ мм}$	БКМ- 273 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, $D_{\text{усл}} = 193.7 \text{ мм}$	БКМ- 194 ОТТМ	ЦКОДМ - 194 ОТТМ	ПРП-Ц -194	ЦЦ-194/245 (15)	ГУЦ-194
Экспл. колонна, $D_{\text{усл}} = 127 \text{ мм}$	БКМ- 127 ОТТМ	ЦКОДМ- 127 ОТТМ	ПРП-Ц -127	ЦЦ-127/165 (53)	ГЦУ-127Р1



## 2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

### 2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 15м (гл.2525-2540м).

Кумулятивные корпусные перфорационные системы однократного применения ПКТ-89 предназначены для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных, газовых и других скважинах как при низких, так и при высоких гидростатических давлениях, с температурой до 150°С.

Таблица 41 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКТ-89

Предельные параметры применения (время выдержки 2 ч)		Макс. длина перфоратора (на кабеле /на трубах), м	Заряд		Макс. плотность перф., отв/м	Фази-ровка, град	Средние параметры пробивной способности						
			Обозначение	Масса ВВ,г			по бетонной мишени контроля качества (аналог QC)		по Методике Ростехнадзора СС-05			по методике API RP 19B	
Темпра, °С *	Давление (min / max), МПа	10/150						Глубина пробития, мм	Диаметр вход. отв., мм	Глубина пробития (сталь), мм	Глубина пробития (алюмин), мм	Диаметр вход. отв., мм	Глубина пробития, мм
			150	0,1/100									
ЗПКТ89Н-БО	25	20			3x60	180	19,0				<u>153,0</u>	<u>17,44</u>	
ЗПКТ89Н-СП	26	20			2x60	900	11,0	202,3		11,0	<u>727,0</u>	<u>9,24</u>	
ЗПКТ89Н-СП1	26	20			3x30	1000	10,0	261,8		9,9	<u>917,0</u>	<u>9,67</u>	
ЗПКТ89Н-БО1	24	20			2x60	210	23,0		122,5	22,7	<u>179,0</u>	<u>19,8</u>	
ЗПКТ89Н-ОП	26	20			3x60	350	18,0						

#### 2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный КИИ 3-95 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 118 до 161мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 127, 187мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

Таблица 42 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного КИИ 3-95

<b>Наружный диаметр, мм</b>	95
<b>Минимальный диаметр проходного канала, мм</b>	18
<b>Максимальный перепад давления, МПа</b>	35
<b>Максимальное давление, МПа</b>	60
<b>Температура в скважине, °С</b>	150
<b>Размер присоединительных резьб</b>	3-62

#### 2.4.5.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

#### **1. Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.**

Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 43.

Таблица 43 - Состав комплекса и технические характеристики

<b>Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната</b>	
<b>Диаметром, мм</b>	от 9,5 до 19
<b>Рабочее давление, МПа</b>	14
<b>Диаметр прохода, мм</b>	25
<b>Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80</b>	

<b>Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
<b>Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
<b>Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
<b>Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
<b>Кран шаровый КШН-73х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
<b>Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80х21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80	
<b>Затвор шаровый ЗШ1 78х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 89 ГОСТ 633-80</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80	
<b>Фланец трубордержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80	

## 2. Скважинное оборудование для свабиворота КС-62

Состав оборудования свабиворота и технические характеристики представлены в таблице 44.

Таблица 44 - Состав оборудования свабиворота и технические характеристики

<b>Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба</b>	
Диаметр наружный, мм	60
<b>Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм</b>	
Диаметр наружный, мм	60
<b>Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80</b>	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
<b>Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ ГОСТ 633-80</b>	
Диаметр наружный, мм	65
<b>Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80</b>	
Диаметр наружный, мм	55
<b>Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм</b>	
Диаметр наружный, мм	57
<b>Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба</b>	
Диаметр наружный манжеты, мм	61 и 75
<b>Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80</b>	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

### 2.5 Выбор буровой установки

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

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (10)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (11)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (12)$$

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

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

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

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

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (13)$$

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

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

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
<b>Вес, тс</b>		<b>Условие соответствия</b>	
Максимальный вес бурильной колонны	61,80	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	3,23
Максимальный вес обсадной колонны	65,60	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,04
веса колонны при ликвидации прихвата	85,28	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	2,31

### 3. Специальная часть

#### Введение

Одной из главных проблем в нефтегазодобывающей отрасли является вынос песка при эксплуатации скважин. Отрыв частиц горной породы от стенок перфорационного канала и от стенок скважин обуславливают высокие депрессии на пласт при вызове притока.

На месторождениях, пласты которых представлены рыхлыми, слабосцементированными породами, приводят к разрушению призабойной зоны пласта и поступление на забой продуктов разрушения, осложнениям и повреждению оборудования, что, в свою очередь, ведет к снижению производительности скважины вплоть до ее полной остановки.

#### 3.1 Причины нарушающие устойчивость призабойной зоны пласта

Механизм выноса песка очень сложный. Можно выделить две группы причин, способных нарушить стабильность призабойной зоны пласта и способствовать дальнейшему ее разрушению.

В первую группу входят факторы, вызванные особенностями геологического строения пластов и физико-химическими свойствами горных пород:

- глубина залегания пласта и пластовое давление;
- горизонтальная составляющая горного давления;
- степень сцементированности породы пласта, её уплотненность и естественная проницаемость; характер добываемого флюида и его фазовое состояние;
- характеристика пластового песка (угловатость, глинистость);
- внедрение подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала; продолжительность выноса песка.

Вторую группу составляют факторы:

- *Технологические*: дебит скважины; величина репрессии и депрессии на пласт; ухудшение естественной проницаемости (скин-эффект); фильтрационные нагрузки и нарушение капиллярного сцепления песка.

- *Технические*: конструкция забоя; поверхность забоя, через которую происходит фильтрация (интервал вскрытия пласта, открыты или закупорены перфорационные каналы и т.д.)

### 3.2. Противопесочными фильтрами различной конструкции.

Применяют различные конструкции фильтров: блочного типа; с круглыми и щелевыми отверстиями, расположенными в вертикальных и горизонтальных плоскостях; с фильтрующей поверхностью из сеток.

#### *Сетчатые системы фильтрации*

Устанавливаются в скважинах, образованных на породах, в которых большое количество глинисто-песчаных отложений. Выполняются в сложной и многослойной форме. Ячейки на сетках должны быть не менее 0,12 мм<sup>2</sup> и не более 3 мм<sup>2</sup>.

Основным материалом сетчатых фильтров для скважин служит нержавеющая сталь, она достаточно долговечная и обладает хорошими характеристиками. Главное преимущество сетчатых фильтров для воды – это возможность их изготовления внутри колодца и быстрое извлечение, при необходимости чистки или ремонта.

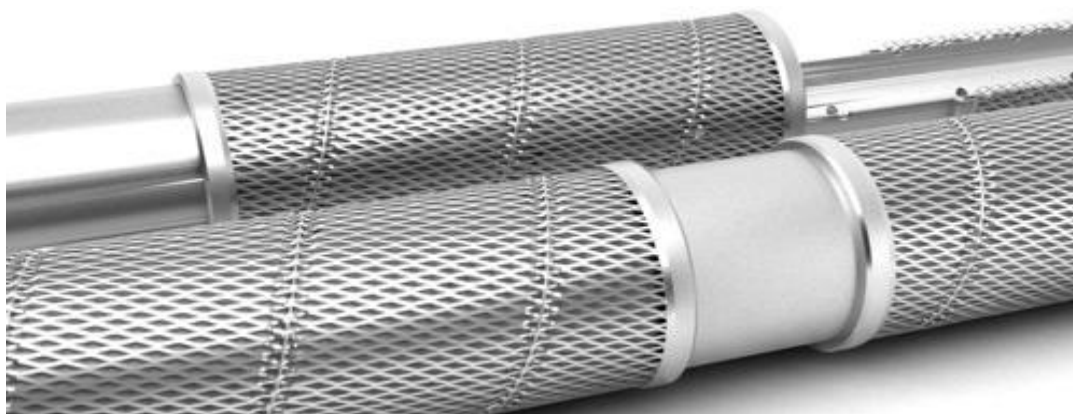


Рисунок 12 - Сетчатые фильтра



К недостаткам можно отнести низкую производительность скважины из-за высокой сопротивляемости. К тому же, сетки для фильтров скважин быстро засоряются и закупориваются, особенно в водах, перенасыщенных железом и карбонатами, поэтому требуют скорой замены. Перед установкой сетчатой системы фильтрации необходимо проверить правильность бурения и обработки скважины.

### **Щелевые и дырчатые системы фильтрации скважин**

Устанавливаются в случае неустойчивости грунта, при наличии угрозы обрушения пород, при высоком содержании каменистых пород (щебень, галька, гравий и пр.). Щелевые фильтры для скважин способны задерживать частицы размером до 10 мм (крупные фракции) и до 2 мм (песок). Идеально подходят для очищения артезианской воды в скважинах с нестабильным водным горизонтом и маленьким напором.



Рисунок 13 - Перфорированная труба с большим количеством мелких прорезей

Основой дырчатых и щелевых фильтров служит перфорированная труба с большим количеством мелких прорезей и отверстий. Для того чтобы конструкция выдерживала большие нагрузки, поступающие на перфорированную часть, нужно устанавливать пояса жесткости.

Главным недостатком таких фильтров является закупорка прорезей и отверстий частицами песка и довольно быстрое разрушение фильтрующей сетки в агрессивной среде. Очень большую роль в качестве и

эксплуатационном сроке играет материал, из которого изготавливается данный фильтр, размер и количество отверстий на всей поверхности устройства.

### **Проволочные системы фильтрации**

Используются, преимущественно, в артезианских скважинах или в расположенных на песчаных породах. Конструкция их проста: каркас, перфорированная основа, отстойник. Выглядит как часть трубы со щелями и отверстиями до 2 см., защищают воду от попадания в нее примесей еще до подступа в скважину.



Рисунок 14 - Проволочные фильтры.

Монтируются и чистятся довольно сложно, не подлежат замене, если обсадная и эксплуатационная колонны выполнены одной трубой. Проволочные фильтры обладают хорошим процентом скважинности – около 30%, имеют долгий срок эксплуатации. Показывают хорошие показатели в эффективности работы, стоят не слишком дорого.

### **Гравийные фильтры**

Такое название носят насыпи гравием с поверхности скважины и на ее основании, которые могут выполняться в несколько слоев. Гравийный фильтр

для скважины считается дополнительным методом фильтрации, применяются совместно с основным фильтрующим механизмом.

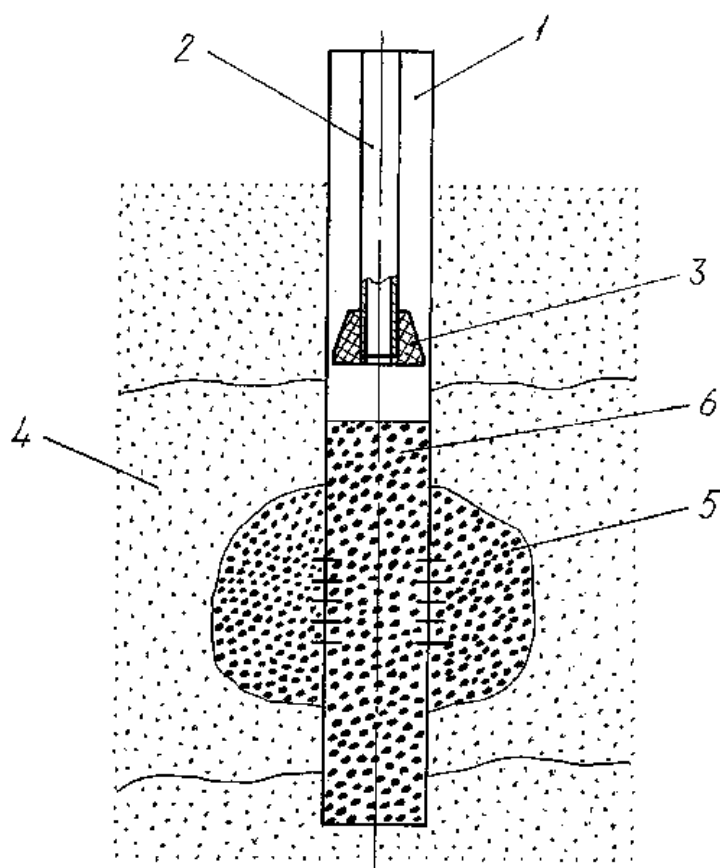


Рисунок 15 - Схема гравийного фильтра в скважине

Скважина должна быть, как минимум на 10 см больше диаметра самого фильтра. Гравий должен подбираться по размеру, так, чтобы его частицы были крупнее частиц породы в 8-10 раз. Толщина каждого слоя, взятого отдельно, не должна быть меньше 3 см на поверхности земли, и меньше 5 см на забое скважины.

### **Выводы**

За последние годы в нефтепромысловой практике получил довольно широкое распространение метод борьбы с песком, заключающийся в закачке в пласт (в призабойную зону) грубозернистого песка или даже гравия в смеси с вязкой жидкостью.

Многочисленные мероприятия по борьбе с песком, применяемые в практике, носят сугубо профилактический характер, т.е. применяются, как правило, до ввода скважин в эксплуатацию и составляют неотъемлемую часть

работ по закачиванию скважин. Под этим термином подразумевают все операции по вызову притока жидкости с момента вскрытия продуктивного объекта.

Сюда входят: разбуривание продуктивного горизонта; спуск и цементирование эксплуатационной колонны; установка гравийного фильтра (или других фильтров для борьбы с песком); освоение скважины.

Осуществление различных профилактических методов борьбы с песком с самого начала ввода скважины в эксплуатации обеспечивает высокую эффективность этих методов

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности открытого акционерного общества «Востокгазпром» .

ОАО «Востокгазпром» — дочерняя компания ОАО «Газпром» (Газпрому принадлежит 99,98 % её акций), создана 8 апреля 1999 года, расположена в Томске.

«Востокгазпром» — головная организация по реализации проектов Газпрома в области разведки, добычи, переработки и транспортировки газа в регионах Восточной Сибири, Дальнего Востока и оператора проектов Газпрома в странах Азиатско-Тихоокеанского региона.

Компания обладает лицензиями на право пользования недрами семи лицензионных участков (Казанского, Останинского, Рыбального, Мыльдзинского, Северо-Васюганского, Чкаловского и Сомовского), расположенных на территории Томской области, с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья.

Традиционный для нефтяной отрасли гидроразрыв пласта «Востокгазпром» эффективно применяет на газовых скважинах, обеспечивая серьёзный прирост добычи. Хорошие результаты получены в результате бурения скважин с горизонтальным окончанием ствола, которое можно сравнить с ювелирной операцией — проводка горизонтального ствола скважины осуществляется в пласте 2-х метровой толщины на глубине до 3 000 метров. При этом длина горизонтального ствола составляет до 700 метров.

По итогам 2017 года добыча газа составила более 3,775 млрд куб. м (из которых 1,151 млрд куб. м — попутный нефтяной газ), жидких углеводородов (нестабильного конденсата и нефти) — около 1 474 тыс. тонн.

4.2 Организационная структура управления предприятием

В ОАО «Востокгазпром» сформирована команда уникальных специалистов высокого уровня. Численность персонала около 2000 человек.

Удельный вес работников с высшим и средним профессиональным образованием составляет 72%.

В структуру ОАО «Востокгазпром» входят следующие дочерние и зависимые общества:

- ОАО «Томскгазпром»
- ЗАО «Метанол»
- ООО «Газтранссервис»
- ООО «Томскнефтегазпереработка»
- ОАО «Новосибирскнефтегазпереработка»
- ООО «Восток-Инфра»

Руководство компании

Высшим органом управления Открытого акционерного общества «Газпром» является Общее собрание акционеров, которое проводится ежегодно. Проводимые помимо годового Общие собрания акционеров являются внеочередными. Правом голоса на Общем собрании акционеров обладают акционеры -- владельцы обыкновенных акций. Любой акционер лично или через своего представителя имеет право на участие в Общем собрании акционеров. Собрание является правомочным, если в нем приняли участие акционеры, обладающие в совокупности более чем половиной голосов.

Совет директоров осуществляет общее руководство деятельностью Общества, за исключением решения вопросов, отнесенных к компетенции Общего собрания акционеров. Члены Совета директоров Общества избираются Общим собранием акционеров на срок до следующего годового Общего собрания акционеров.

Председатель Правления (единоличный исполнительный орган) и Правление (коллегиальный исполнительный орган) осуществляют руководство текущей деятельностью Общества. Они организуют выполнение решений Общего собрания акционеров и Совета директоров и подотчетны им.

#### 4.3. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

По результатам расчетов приведенных в этом разделе составляется нормативная карта.

Таблица 46 - Исходные данные для расчета нормативной карты:

<b>Наименование скважины</b>	Разведочная
Проектная глубина, м:	2570
<b>Способ бурения:</b>	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	Турбинный
<b>Цель бурения</b>	разведка
<b>Конструкция скважины:</b>	
- направление	d 273,1 мм на глубину 70 м
- кондуктор	d 193,7 мм на глубину 800 м
- эксплуатационная	d 127 мм на глубину 2570 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевого системы	5'6
<b>Насосы:</b>	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950, 2
производительность, л/с:	
- в интервале 0-70м	65
- в интервале 70-800м	57
- в интервале 800-2620м	26
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 203мм -56м d 178мм-48м d 127мм- 74м
<b>Забойный двигатель (тип):</b>	
- в интервале 70-800 м	ДР195
- в интервале 800-2570 м	ДР 127.4000.56
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-70 м	ТБВК 127x10
- в интервале 70-800 м	ТБВК 127x10
- в интервале 800-2620 м	ТБВК 114x9
<b>Типы и размеры долот:</b>	
- в интервале 0-70 м	III 349,5 MTR115M-ГВУ
- в интервале 70-800 м	III 243 FD519S
- в интервале 800-2570 м	III 165,1 FD713MH
- в интервале отбора керна 2523-2542 м	III 165,1 СЗ-ГНУ-R05M

Расчет нормативного времени по операциям представлен в Приложении Г.

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице 47

Таблица 47 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
<b>Глава 1</b>	
<b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
<b>Итого по главе 1</b>	<b>62424</b>
<b>Глава 2</b>	
<b>Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины</b>	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
<b>Итого по главе 2</b>	<b>153101</b>
<b>Глава 3</b>	
<b>Бурение и крепление скважины</b>	
Бурение скважины	39516,0396
Крепление скважины	120663,47
<b>Итого по главе 3</b>	<b>165451</b>
<b>Глава 4</b>	
<b>Испытание скважины на продуктивность</b>	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
<b>Итого по главе 4</b>	<b>12844</b>
<b>Глава 5</b>	
<b>Промыслово-геофизические исследования</b>	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17648,34
<b>Итого по главе 5</b>	<b>17648,34</b>



Продолжение таблицы 47

1	2
<b>Глава 6</b>	
<b>Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период</b>	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
<b>Итого по главе 6</b>	<b>12764,1</b>
<b>Итого по главам 1-6</b>	<b>424232</b>
<b>Глава 7</b>	
<b>Накладные расходы</b>	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	69574
<b>Итого по главе 7</b>	<b>69574</b>
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39504
<b>Итого по главе 8</b>	<b>39504</b>
<b>Глава 9</b>	
<b>Прочие работы и затраты</b>	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24532
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15466
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9599
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	267
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
<b>Итого по главе 9</b>	<b>54758</b>
<b>Итого по главам 1-9</b>	<b>588068</b>
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1176
<b>Итого по главе 10</b>	<b>1176</b>
<b>Глава 11</b>	
<b>Проектные и исследовательские работы</b>	
Изыскательные работы	790
Проектные работы	3830
<b>Итого по главе 11</b>	<b>4620</b>
<b>Глава 12</b>	
<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29693
<b>Итого по главе 12</b>	29693
<b>Итого по сводному сметному расчету</b>	<b>623557</b>
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 69,8 НДС 18%	127392695 22930685
<b>Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента</b>	<b>150323380</b>

#### 4.4 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (5.9)$$

где  $H$  - глубина скважины, м;

$T_M$  - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2570/89.66 = 23,04 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (5.10)$$

где  $T_{сно}$  - время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 2570/(48.96+89,66) = 18,5 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (5.11)$$

где  $T_H$  - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2570 \cdot 720/191,08 = 9683 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото  $h_\delta$ , м

$$h_\delta = H/n, \quad (5.12)$$

где  $n$  - количество долот.

$$h_\delta = 2570/6.96 = 369 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (5.13)$$

где  $C_{см}$  - сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$  - плановые накопления, руб.

$$C_{с1м} = (15323380 - 39504)/2570 = 58476 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 48.

Таблица 48 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2570

Продолжительность бурения, сут.	8,66
Механическая скорость, м/ч	23,04
Рейсовая скорость, м/ч	18,5
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9683
Проходка на долото, м	369
Стоимость одного метра	58476

На рисунке 11 приведена организационная структура УБР.

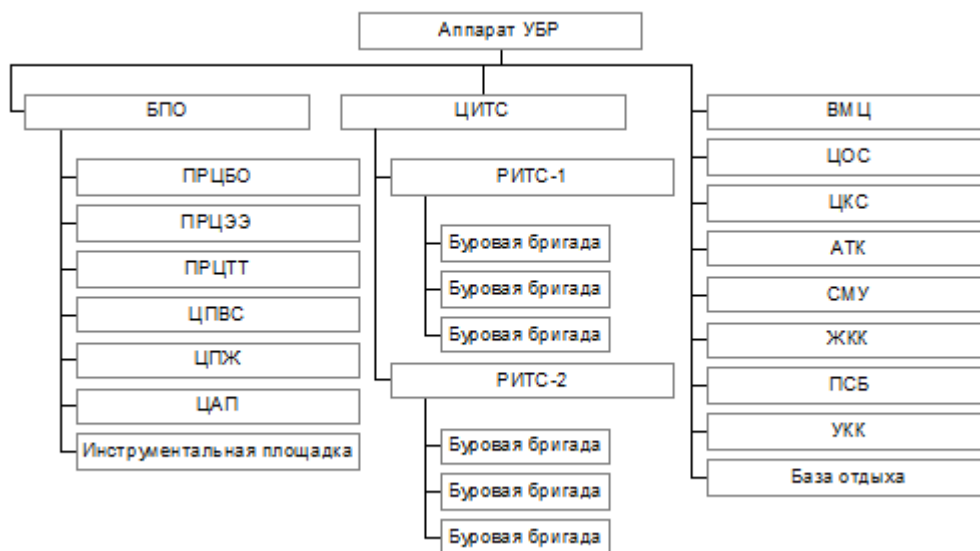


Рисунок 11 – Организационная структура УБР

#### 4.5 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 49:

Таблица 49 Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 50.

Таблица 50 Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участв. в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы													
Буровые работы													
Освоение													

## 5. Социальная ответственность

### Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

### 1. Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 51.

Таблица 51– Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Лабораторный и камеральный(внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения вагона-офиса инженера по бурению	1.Отклонение показателей климата помещения; 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3.Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; 4.Превышение уровней электромагнитных и ионизирующх излучений.	1.Электрически й ток; 2.Статическое электричество; 3.Пожароопасность	ГОСТ 12.1.045-84 [19] СП 52.13330.2011 [20] СанПиН 2.2.4.548-96 [21] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [22] СанПиН 2.2.4.3359-16 [24] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [24] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [26] ГОСТ 12.1.012-2004 [27] ГОСТ 12.2.003-91 [28] СНиП 2.04.05- 91 [29] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [30] ГОСТ 12.1.004-91 [18] ГОСТ 12.1.005-88 [7] СанПиН 2.2.1/2.1.11278-03

Продолжение Таблицы 51

Полевой этап			
Работа	Вредные	Опасные	
непосредственно буровой площадке	1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3.Тяжесть физического труда 4.Превышение уровней вибрации. 5.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); 2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3.Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 4.Электрический ток; 5.Пожароопасность	ГОСТ 12.2.003-91 [3] ГОСТ 12.2.062-81 [4] ГОСТ 12.3.009-76 [5] ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 [6] ГОСТ 12.1.005-88 [7] ГОСТ 23407-78 [8] ГОСТ 12.1.019-79 [9] ГОСТ 12.1.030-81 [10] ГОСТ 12.1.006-84 [11] ГОСТ 12.1.038-82 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] ГОСТ 12.1.012-90 [14] ГОСТ 12.4.002-97 [15] ГОСТ 12.4.024-86 [16] ГОСТ 12.1.007-76 [17] ГОСТ 12.1.004-91 [18]

## 2. Экологическая безопасность

Экологическая безопасность - допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды и биосферы, охватывающая верхние разрезы гидросферы, в которую входят четыре важнейших компонента: горные породы (вместе с почвой), подземные воды (вместе с жидкими углеродами), природные газы и микроорганизмы, постоянно находящиеся во взаимодействии, формируя в естественных и нарушенных условиях динамическое равновесие.

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа» (таблица 52) [12].

Таблица 52 — Вредные воздействия на природную среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
--------------------------------	---------------------	-----------------------------

окружающей среды		
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы химреагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химреагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки	Засыпка создаваемых неровностей
Вода и водные ресурсы	Попадание химреагентов, масел со сточными водами.	Хранение хим. Реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от попадания атмосферных осадков
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения для оборудования

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы:

- обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу;
- не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест;
- не допускается загрязнение участка проведения работ;

- для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности;
- установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ;
- ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой [51].

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение [51].

### **3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник ЧС - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко



распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [34].

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

2. природного характера:

- землетрясения ,.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (территория г. Томск) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении

полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;
- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

Должностное лицо в свою очередь обязано:

- продублировать сообщение о возникновении пожара в пожарную охрану и поставить в известность вышестоящее руководство;
- направить работника для организации встречи подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;
- в случае угрозы жизни людей организовать их спасение;
- при необходимости отключить электроэнергию;
- прекратить все работы в здании, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в

тушении пожара;

- осуществить общее руководство по тушению пожара до прибытия пожарной охраны;
- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, участвующими в тушении пожара, от возможных обрушений конструкций, поражения электрическим током, отравления дымом, ожогов;
- одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей

#### **4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения [39].

Рабочий несет ответственность за:

1. соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;

2. выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаробезопасности и электробезопасности;

3. качественное выполнение работ;

4. сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;

5. аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Перед началом работ рабочий должен:

1. проверить наличие защитных средств;

2. проверить наличие средств пожаротушения;

3. ознакомиться с условиями производства и характером работ и поучить разрешение на производство работ у лица, ответственного за безопасное производство работ.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

Все работники лаборатории обязаны пройти инструктаж по технике безопасности: знать меры при возникновении ЧС, расположение первичных средств пожаротушения, план эвакуации и нахождение кнопок оповещения.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);

- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада);

## Заключение

Согласно проведенного анализа геолого-технического условия бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 2570 м на нефтяном месторождении (Томская область), дебитом 50 м<sup>3</sup>/сут., требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям в дипломной работе был произведен расчет конструкции скважины, расчет обсадных труб на прочность, проектирование технологической оснастки обсадной колонны, расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны, проектирование процесса испытания и освоения скважины.

Были получены следующие выводы:

1) Была спроектирована конструкция скважины. Глубины бурения интервалов под: направление – 70 м, кондуктор – 800 м, эксплуатационная колонна – 2570 м,

2) В каждом интервале бурения были обоснованы определенные типоразмеры долот.

3) В результате исследования, была получена компоновка бурильной колонны для наиболее опасного интервала бурения под эксплуатационную колонну;

4) Были разработаны мероприятия вскрытия области продуктивного пласта.

5) Были смоделированы процессы цементирования и расчеты под эксплуатационную колонну.

При строительстве скважины учитывались: нормы, стандарты, инструкции и правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Следовательно, данный проект отвечает техническим требованиям, предъявляемым к проектной документации такого типа.

## Список используемой литературы

1. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.- М: Недра, 1996.
2. Иогансен. К.В. Справочник. “Спутник буровика”. М: «Недра», 1986г. 199с.
3. Методическое руководство к курсовой работе по дисциплине “Заканчивание скважин”. Томск: ТПУ, 2017г. 60 с.
4. Коллектив авторов под ред. У. Лайонза и Г. Плизга. Справочник. «Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Книга 1: Бурение и заканчивание скважин». М: «Профессия», 2009 г. 640 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Учеб. пособие для вузов «Заканчивание скважин.» М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. 670 с.
6. ОАО «Востокгазпром» [электронный ресурс] 2018, <http://vostokgazprom.gazprom.ru> (дата обращения 20.04.18).
7. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: Справочное пособие/ Под ред. А.Г. Калинина.- М.: ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 489 с.: ил.
8. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с
9. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов.- М: ООО «НедраБизнесцентр», 2001.- 679 с.
10. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 07-117-13. М., 2013г.

Приложение А  
(Обязательное)

ГТН (геолого-технический наряд

Приложение Б  
(Обязательное)

КНБК (компоновка низа бурильной колонны)



Приложение В  
(Обязательное)

**Потребное количество бурового раствора и химических реагентов**

Таблица А.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2570 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	70	70	349	-	1,3	8,71
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,79$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 5,8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,35$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 20,41$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{\text{бр}} = 27,35$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 10,2$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
70	800	730	243	273	1,25	42,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 5,5$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 28,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 4,7$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 89,9$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 129,2$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 10,2$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_2 = 119$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
800	2470	1670	165	193	1,2	37,51
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 7,6$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 26,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 8,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 108,1$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 150,7$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 45,5$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_3 = 105,2$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .

от	до			КОЛОННЫ, ММ.		
2470	2570	100	165	-	1,2	44,41
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 1,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 4,8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 1,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 91,8$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 99,5$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перевз}} = 0$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{4'} = 99,55$

Приложение Г  
(рекомендуемое)

**Расчет нормативного времени по операциям**

1. Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на интервалы бурения, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 53.

Таблица 53 - Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	70	70	0,028	450
2	70	800	730	0,028	800
3	800	2570	1770	0,038	300

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

$$N = T \cdot H, \quad (5.2)$$

где  $T$  - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

$H$  - количество метров в интервале, м

Для направления:

$$N = 70 \cdot 0,028 = 1,96 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 54.

Таблица 54 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
70	0,028	1.96
730	0,028	20,44
1770	0,038	67.26
<b>Итого</b>		<b>89.66</b>

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$  с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / П, \quad (5.3)$$

где  $P$  - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 70 / 450 = 0.15;$$

Для кондуктора:

$$n = 730 / 800 = 0.91;$$

Для эксплуатационной колонны:

$$n = 1770 / 300 = 5.9;$$

Результаты расчета сведены в таблицу 55.

Таблица 55 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	$n$
70	450	0,15
730	800	0,91
1820	300	5.9
<b>Итого на скважину</b>		<b>6.96</b>

## 2. Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

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

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (5.1)$$

где  $n_{сно}$  - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 56.

Таблица 56 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	
I	0-70	349,5	450	11	24	0-70	0,0119	0.83
II	70-800	243	800	12	32	70-100	0,0120	0.36
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0156	1,56
						700-800	0,0157	1,57
<b>ИТОГО</b>								11.48
III	800-2570	165,1	300	12	32	800-900	0,0157	1,57
						900-1000	0,0158	1,58
						1000-1100	0,0164	1,64
						1100-1200	0,0175	1,75
						1200-1300	0,0186	1,86
						1300-1400	0,0188	1,88
						1400-1500	0,0191	1,91
						1500-1600	0,0197	1,97
						1600-1700	0,0208	2,08
						1700-1800	0,0228	2,28
						1800-1900	0,0231	2,31
						1900-2000	0,0238	2,38
						2000-2100	0,0244	2,44
						2100-2200	0,0247	2,47
						2200-2300	0,0250	2,50
2300-2400	0,0253	2,53						
2400-2500	0,0254	2,54						
2500-2570	0,0256	1,792						
								37.48
<b>Итого</b>								<b>48.96</b>

### 3. Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- кондуктор:  $3 \cdot 1 = 3$  мин;
- эксплуатационная колонна:  $8 \cdot 1 = 8$  мин.

### 4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления-3-4 ч, кондуктора -10 ч, эксплуатационной колонны - 22 ч.

### 5. Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

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

Наворачивание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (5.4)$$

где  $L_k$  - глубина кондуктора, м;

$L_n$  - длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 70 - 10 = 60 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м ведущей трубы (24 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (5.5)$$

Для направления:

$$L_T = 60 - 25 = 35 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (5.6)$$

где  $l_c$  - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 35/24 = 1,45 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1,45 \cdot 2 + 5 = 7,09 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 800 - 10 = 790 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 790 - 25 = 765 \text{ м}$$

$$N = 765/24 = 31,87 \approx 32 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 32 \cdot 2 + 5 = 69 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2570 - 10 = 2560 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2560 - 25 = 2535 \text{ м}$$

$$N = 2535/24 = 105,62 \text{ шт} \approx 106 \text{ шт}$$

$$T_{\text{конд.}} = 106 \cdot 2 + 5 = 217 \text{ мин}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления, кондуктора и эксплуатационной колонны, определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7,09 + 69 + 217 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 491,09 \text{ мин} = 8,18 \text{ ч.}$$

#### 6. Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

7. Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

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

#### 8. Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

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

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



Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 139,45 часов или 5,81 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:  $139,45 \times 0,066 = 9,203$  ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$139,45 + 9,203 + 25 = 173,653 \text{ ч} = 7,23 \text{ суток.}$$

Таблица 57 - Нормативная карта вертикальной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	349,5 MTR115M-ГВУ	450	0,15	0-70	70	0,028	1,96	0,83	2,79
итого			0,15		70		1,96	0,83	2,79
Бурение под кондуктор	243 FD519S	800	0,91	70-800	730	0,028	20,44	11,48	31,92
Итого			1,06		800		22,40	12,31	34,71
Бурение под эксплуатационную колонну	165,1 FD713MH	300	5,6	800-2570	1770	0,038	67,26	37,48	104,74
Всего			6,6		2770		89,66	49,79	139,45
Крепление: - направления - кондуктора - эксплуатационная									3,56 16,0 32,4
Установка центраторов -направление -кондуктор - эксплуатационная ОЗЦ: -направление -кондуктора - эксплуатационной			- 16 36 -						- 0,05 - 4,0 10,0 22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м) -направление -кондуктор - эксплуатационная колонна				60-70 790-800					1,84 2,12 5,42
Промывка скважины (1 цикл)									



## 9. Корректировка сметной стоимости строительства скважины

### 9.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность  $T_{np}$ , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (5.7)$$

$$T_{np} = 139,45 \cdot 1,05 = 146,42$$

где  $T_n$  - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (5.8)$$

где  $\Delta t$  - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 59.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 60.

Таблица 58– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:			
направление	2,79	2,95	0,12
кондуктор	31,92	33,83	1,32
эксплуатационная колонна	104,41	110,67	4,61
Крепление:			
направление	3,56	3,88	0,16
кондуктор	16,0	17,44	0,72
эксплуатационная колонна	32,4	35,31	1,47
Итого	191,08	204,08	8,4

Таблица 59 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единиц ы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,12	16,58	1,32	182,41	4,61	637,055
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,12	2,388	1,32	26,268	4,61	91,739
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,12	3,32	1,32	36,524	4,61	127,558
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,12	0,904	1,32	9,952	4,61	34,759
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,12	30,343	1,32	333,775	4,61	1165,684
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,12	3,421	1,32	37,633	4,61	131,431
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,12	0,834	1,32	9,174	4,61	32,039
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,12	158,04	1,32	1,738	4,61	6071,37
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,32	1126,342	4,61	3933,666
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,12	1,9344	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,32	325,538	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	4,61	1707,313
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,12	2,786	1,32	30,65	4,61	107,044
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,12	16,666	1,32	183,334	4,61	40,282

Продолжение таблицы 59

1	2	3	4	5	6	7	8		
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-		
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,12	12,1	1,32	133,108	4,61	464,872
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,12	1,068	1,32	11,748	4,61	41,029
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,12	4,07	1,32	44,774	4,61	156,371
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,12	12,048	1,32	132,528	4,61	462,844
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,12	20,314	1,32	223,462	4,61	780,426
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,12	1,79	1,32	19,69	4,61	68,781
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8266,35		1699,826		5766,155		16885,9306
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>									
349,5 MTR115M-ГБУ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
243 FD519S	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
165,1 FD713MH	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ –	552,3	-	-	-	-	-	-		

Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб			0		169,944		747,883		5979,951
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб			8266,35		1869,77		6514,038		22865,8816
Всего по сметному расчету, руб									39516,0396

Таблица 60 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,1104	0,72	99,4968	1,47	203,1393
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,72	14,328	1,47	29,253
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,4272	0,72	19,9224	1,47	40,6749
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,2064	0,72	5,4288	1,47	11,0838
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,4576	0,72	182,0592	1,47	371,7042
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	0,16	4,5616	0,72	20,5272	1,47	41,9097
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,112	0,72	5,004	1,47	10,2165
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,72	948,24	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	218,88	0,72	984,96	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	67,104	0,72	301,968	1,47	616,518
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,16	22,2224	0,72	100,0008	1,47	204,1683

Продолжение таблицы 60

1	2	3	4	5	6	7	8
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	16,1344	0,72	72,6048	1,47	148,2348
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,424	0,72	6,408	1,47	13,083
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	16,064	0,72	72,288	1,47	147,588
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	27,0864	0,72	121,8888	1,47	248,8563
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,944	0,72	13,248	1,47	27,048
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,4272	0,72	24,4224	1,47	49,8624
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-219, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-139, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-219/16, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-139/36, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-324, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-219, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-139, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПП-324, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-139, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ПГП-139	590,9		-	-	-	1	590,9
Головка цементирувочная ГЦУ-324	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирувочная ГЦУ-219	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирувочная ГЦУ-139	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб		4930,623		6831,495		13676,96	
Обсадные трубы 324x9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 219,1x7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 139,7x8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 139,7x8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-



Продолжение таблицы 60

Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
<b>Транспортировка вахт, руб</b>							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			1828,9985	22742,0521		70653,34566	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			6759,6215	29573,5471		84330,30566	
Всего по сметному расчету, руб			120663,47426				

