

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2520 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143: 622.243.22: 622.323(24:181m2520) (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Силаев Сергей Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность: Нефтегазовое дело 21.03.01
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(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
3-2Б4Е	Силаев Сергей Сергеевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2520 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком $Q = 200 \text{ м}^3/\text{сутки}$.
---	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	– Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна; – Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); – Выбор буровой установки. – Противоаварийные устройства винтового забойного двигателя.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертёжей)</i>	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Противоаварийные устройства винтового забойного двигателя	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	
5. Социальная ответственность	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Силаев Сергей Сергеевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
8 февраля	1. Общая и геологическая часть	10
5 апреля	2. Технологическая часть	40
31 апреля	3. Специальная часть	20
30 мая	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Силаев Сергей Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Организационная структура управления организацией</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
3. <i>Нормативная карта</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Силаев Сергей Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Силаев Сергей Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Буровая площадка, буровая установка: – вредные факторы рабочего места; – рассмотреть опасные проявления факторов производственной среды при проведении работ; – рассмотреть виды негативного воздействия на ОС при проведении работ; – виды ЧС при строительстве скважины.
1. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	Законы и нормативные акты РФ. ГОСТ 12.1.005-88; СанПиН 2.2.4.3359-16; ГОСТ 12.1.003-2014; ГОСТ Р 12.1.019-2009; ГОСТ 12.1.012-2004; ГОСТ Р 55710-2013; ССБТ; ГОСТ Р 22.0.02-2016.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Анализ условий труда по вредным факторам рабочего места: – превышенный уровень шума; – превышенный уровень вибрации; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.
---	--

<i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молние защита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Анализ факторов: 1. Механические – подвижные и вращающиеся детали механизмов и машин (Каска, спе.одежда, спец. обувь, очки защитные и пр.); 2. Термические – паровые шланги для обогрева оборудования и буровой установки (спец.одежда, спец.обувь и пр.); 3. Электробезопасность – поражение электрическим током (настилы, спец.одежда, молнезащита и пр.); 4. Пожаровзрывобезопасность – лесные пожары, НГВП. Мероприятия – противоаварийные тренировки, огнетушители, пожарный щит, песок, заградительные сооружения(обваловка) пр.
<i>3.Охрана окружающей среды:</i> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Рассмотреть какие факторы при производстве работ могут влиять на окружающую природную среду: – предусмотрена санитарно защитная зона для площадки производства работ; – выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от работы дизельных установок и агрегатов, склада ГСМ, работы спецтехники и прочие; – загрязнение гидросферы при разливах нефтепродуктов, истощении ресурсов подземных вод и прочие; – при производстве работ образуются отходы производства (отходы бурения, мешкотара и пр.) и потребления (отходы из жилищ и пр.) Прописать мероприятия по защите ОС.
<i>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при производстве работ. Прописать как предотвратить ЧС. Выбрать типовую и разработать план действий.
<i>5.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i>	Рассмотреть правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности в условиях приравненных к крайнему северу.

– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	
---	--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Силаев Сергей Сергеевич		

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 образовательных и информационных технологий
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 междисциплинарной 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 данные для <i>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 проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 97 страниц, 7 рисунков, 33 таблиц, 48 литературных источников, 10 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: бурение, скважина, перфорация, нефть, обсадная колонна, интенсификация притока, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2520 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

Цель работы – проектирование технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтяном месторождении.

В работе выполнено проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены противоаварийные устройства винтового забойного двигателя (ВЗД).

В результате исследования были спроектированы технологические решения для строительства разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2520 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы – снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

Определения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

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

ПВО – противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБПК – трубы бурильные стальные с комбинирующим пояском;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

КЛС – калибратор лопастной спиральный;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная.

Оглавление

Введение.....	16
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	17
1.1 Геологические условия бурения скважины.....	17
1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади).....	17
1.3 Зоны возможных осложнений	18
1.4 Исследовательские работы.....	18
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	20
2.1 Обоснование профиля скважины	20
2.2 Обоснование конструкции скважины	20
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины.....	20
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	20
2.2.3 Определение числа обсадных колонн, глубины их спуска, интервалы цементирования и диаметры	21
2.2.4 Проектирование обвязки обсадных колонн	22
2.3 Углубление скважины	23
2.3.1 Выбор способа бурения	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	24
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент.....	25
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	26
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	27
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	29
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	30
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	31
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	32
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины.....	33
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	33
2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок	33
2.4.1.2 Расчет наражных избыточных давлений	34
2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений	35
2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине	35
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.....	35
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	35
2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости	35
2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	36
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	37
2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	38
2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта.....	38

2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя	40
2.6 Выбор буровой установки	40
3 ПРОТИВОАВАРИЙНЫЕ УСТРОЙСТВА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ	42
3.1 Верхнее противоаварийное устройство	43
3.2 Нижнее противоаварийное устройство	43
4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	46
4.1 Структура и организационные формы работы ПАО «Подзембургаз»	46
4.1.1 Организационная структура управления предприятием	47
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	47
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	47
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	49
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	52
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	52
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	52
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	54
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	54
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ ...	54
4.3 Линейный календарный график выполнения работ	55
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	56
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	56
4.5 Расчет технико-экономических показателей	57
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	59
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	59
5.2 Производственная безопасность	59
5.2.1 Анализ вредных факторов производственной среды	59
5.2.2 Отклонение параметров климата на открытом воздухе	60
5.2.3 Повышенный уровень вибрации	61
5.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны	62
5.3 Экологическая безопасность	63
5.3.1 Анализ воздействия на атмосферы	63
5.3.2 Анализ воздействия на гидросферу	63
5.3.3 Анализ воздействия на литосферу	63
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	65
Заключение	68
Список использованных источников	69
Приложение А	74
Приложение Б	75
Приложение В	76
Приложение Г	77
Приложение Д	78
Приложение Е	82

Приложение Ж.....	84
Приложение И	87
Приложение К.....	89
Приложение Л.....	94

Введение

В настоящее время нефть и газ являются важнейшим ресурсом для всего мира. Они используются как в качестве источника энергии, так и в качестве сырья для изготовления готовых продуктов, таких как: моторные масла, смазки, пластик, каучук и многое другое. Невозможно представить существование человека в отсутствии этих ресурсов.

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

В данной работе представлено технологическое решение для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на нефтяном месторождении (Томская область), дебитом 200 м³/сут.. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технологических и технических аспектов в процессе строительства скважины, обоснование, выбор и расчет конструкции, а также заканчивание разведочной вертикальной скважины.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

Стратиграфический разрез скважины с описанием элементов залегания и коэффициентом кавернозности пластов (усредненным) приведены в приложении А.

Анализируя приложение А, приходим к выводу, что разрез данного месторождения является типичным для Западной Сибири, а коэффициент кавернозности достигает значения 1,3.

1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади)

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины с описанием плотности, пористости, проницаемости, категорий пород приведены в приложении А.

Как видно из приложение А, в основном скважину приходится бурить в условиях слабосцементированных абразивных пород с пропластками средней твердости.

Градиенты пластовых давлений, давлений гидроразрыва пород, горного давления (для текучих пород) и распределение температур приведены в приложении А.

Из представленных таблиц при последующих расчетах будут взяты необходимые данные: коэффициент пластичности, пористости, проницаемости, тип коллектора – для обоснования конструкции эксплуатационного забоя. Ожидаемый дебит, возможные осложнения – для расчета конструкции скважины. Данные по температуре необходимы при расчете цементирования. Данные по градиентам пластового, горного давлений, градиента гидроразрыва горных пород учитываются при расчете цементирования скважины – выбора числа ступеней цементирования, выбора обвязки обсадных колонн. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б.

1.3 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в приложении В.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

Осложнения являются типичными для данных горных пород. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

Для предотвращения возникновения осложнений во время спуска обсадной колонны и кондуктора необходимо:

- перед началом спуска довести параметры бурового раствора до заложенных в проекте величин, для чего произвести не менее одного цикла промывки;
- соблюдать установленную скорость спуска колонн;
- постоянно следить за уровнем бурового раствора в скважине;
- доливать скважину по мере необходимости;
- минимизировать время работ по обсадке скважины, для чего все подготовительные и вспомогательные работы произвести до начала спуска колон.

1.4 Исследовательские работы

В таблице 1 представлены данные отбора керна, шлама и грунтов

Таблица 1 – Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Метраж отбора керна, м
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
K ₁ (Б ₁₀)	2463	2503	40

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование профиля 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 скважины

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

На рисунке 1 представлен совмещенный график давлений, который иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора [1].

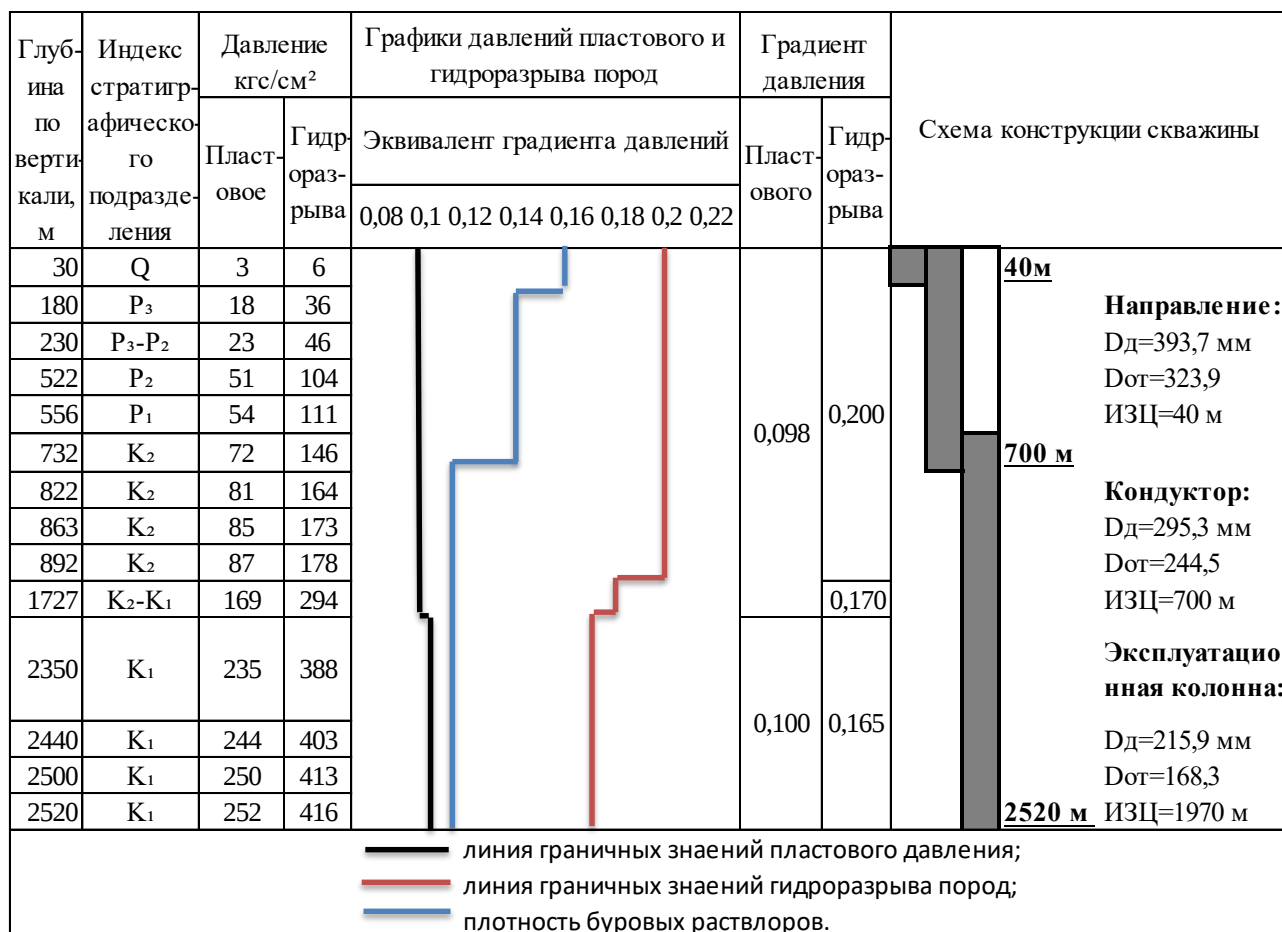


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

На основании графика можно сделать вывод о том, что интервалов, несовместимых по условиям бурения, нет. Следовательно, спуск промежуточной колонны не требуется.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн, глубины их спуска, интервалы цементирования и диаметры

1. Направление: глубина спуска – 40 м.
2. Кондуктор: глубина спуска – 700 м.
3. Эксплуатационная колонна: глубина спуска – 2520 м. (вскрытия продуктивного пласта, бурение интервала под ЗУМППФ).

Данные о количестве обсадных колонн, глубины их спуска, интервалы цементирования и диаметры представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Количество обсадных колонн, глубины их спуска, интервалы цементирования и диаметры

Название колонны	Глубина спуска, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	По вертикали	По стволу		
Направление	40	40	323,9	393,7
Кондуктор	700	700	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2520	2520	168,3	215,9

Пример схемы конструкции скважины представлен в приложении Г.

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

1. Направление: интервал цементирования 0-40 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0-700 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 2520 – 550 = 1970 м. (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.4 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$.

$$P_{\text{му}} = 6,38 \text{ МПа}$$

1. Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКО1-21-168x245 К1 ХЛ.**
2. Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5-230/80x21.**

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 [2].

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Бурение направления проектируется роторным способом т.к. этот интервал представлен легко разбураемыми породами, которые не требуют больших нагрузок и оборотов долота. Бурение интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируются с применением ВЗД, что позволит добиться простоты конструкции скважины за счет того, что колонна бурильных труб не вращается, тем самым исключается возможность нежелательных осыпей, обвалов стенок скважины, так как бурение в данных геологических условиях идёт по неустойчивым горным породам. Также применение ВЗД позволит увеличить скорость бурения и сократить сроки строительства скважины.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
40-700	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
700-2520	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.6 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота PDC для бурения интервала под направление, 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 4.

Таблица 4 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–40	40–700	700–2520
Шифр долота		PT 393,7 P419-40-1	TD 295,3 SVD 519-T1.2	TD 215,9 SVD 616 T1.2
Тип долота		PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	МС, С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 ⁵ / ₈ reg	6 ⁵ / ₈ reg	4 ¹ / ₂ reg
Длина, м		0,4	0,4	0,3
Масса, кг		140	60,0	40,0
G, тс	Рекомендуемая	1-13	1-14	1-12
	Предельная	-	-	-
n, об/мин	Рекомендуемая	230-60	300-40	300-60
	Предельная	230	300	300

1. Для бурения интервала под направление проектируется долото PDC диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 295,3мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что ин-

тервал 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 215,9 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. В интервале эксплуатационной колонны будут произведены операции по отбору керна.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

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 долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото [2].

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–40	40–700	700–2520
Исходные данные			
D _д , см	39	30	22
G _{пред} , кН	127	137	118
Результаты проектирования			
G _{доп} , кН	102	110	94
G ₁ , кН	19,7	28,8	70
G ₂ , кН	39,6	27	120
G ₃ , кН	184	112	56
G _{проект} , кН	39	78	98

Все запроектированные нагрузки для бурения скважины превышают предел прочности горной породы, что позволяет достичь необходимой скорости бурения. Чрезмерное увеличение осевой нагрузки может привести к достижению предела прочности самого породоразрушающего инструмента и его выходу из строя.

2.3.7 Расчет частоты вращения долота

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0–40	40–700	700–2520
Исходные данные				
$V_{\text{л}}, \text{м/с}$		1,0	2,0	2,0
$D_{\text{д}}$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
$n, \text{об/мин}$		48	129	176
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		40 – 60	120 – 160	160 – 180

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород [2].

Для бурения интервала под направление, бурится роторным способом стандартная частота вращения ротора 40–60 об/мин по расчёту получается, что для эффективного разрушения горной породы требуется 48 об/мин. Выбранное значение не приведёт к износу долота.

Для всех остальных интервалов выбираются расчётные значения с применением ВЗД для эффективного разбуривания горной породы.

2.3.8 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 7.

Таблица 7 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0–40	40–700	700–2520
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		39,22	78,45	98,06
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	236	172
M _р , Н*м		2107	3044	2794
M _о , Н*м		196,85	147,65	107,95
M _{уд} , Н*м/кН		48,74	36,93	27,4

Для интервала бурения 40–700 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается ДГР-240М.3/4.60, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель. ДГР-178М.7/8.50 который позволяет бурить прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте [10].

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.3/4.60	40-700	240	9,47	2047	35-64	138-240	12,0-17,0	131-324
ДГР-178М.7/8.50	700-2520	178	7,97	1115	25-35	107-150	9,0-12,5	160

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 54 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 54 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 31 л/с.

2.3.9 Расчет требуемого расхода бурового раствора

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

Таблица 9 – Результаты проектирования расхода бурового раствора

Интервал	0 – 40	40 – 700	700 – 2520
1	2	3	4
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,5	0,4
K_k	2,4	1,2	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,13
V_m , м/с	0,011	0,008	0,005
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,1619	0,1619	0,1619
$d_{нмах}$, м	0,00191	0,00159	0,00159
n	3	7	5
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,19	1,17	1,10
ρ_n , г/см ³	2,0	2,3	2,5

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
Результаты проектирования			
Q ₁ , л/с	78	44	23
Q ₂ , л/с	56	42	25
Q ₃ , л/с	123	83	44
Q ₄ , л/с	60	48	21
Q ₅ , л/с	28	46	43
Q ₆ , л/с	–	32 – 75	20 – 40

Исходя из полученных данных следует выбрать значения, которые не превышают расход бурового раствора, при котором происходит размывание стенок скважины (Q₃), а также исходя из практического опыта бурения под заданный диаметр и режимов ВЗД. Выбираются следующие значения для бурения под направление Q= 54 л/с, которое будет обеспечено двумя насосами УНБ–600, диаметр втулок (170/140 мм); для кондуктора Q= 54 л/с, которое будет обеспечено двумя насосами УНБ–600, диаметр втулок (170/140); для эксплуатационной колонны Q= 31 л/с, которое будет обеспечено одним насосом УНБ–600, диаметр втулок (170 мм); для отбора керна Q= 24 л/с, которое будет обеспечено одним насосом УНБ–600, диаметр втулок (140 мм). В качестве насоса примем УНБ–600.

Таблица 10 – Результаты расчетов расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-970	970-2620
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	78	44	23
Q ₂ , л/с	56	42	25
Q ₃ , л/с	123	83	44
Q ₄ , л/с	60	48	21
Q ₅ , л/с	28	46	43
Q ₆ , л/с	–	32 – 75	20 – 40
ΔQ, л/с	60 – 123	48 – 83	23
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	54	54	32

2.3.7 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 [9].

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.

2.3.8 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 0-40 м под направления – глинистый (бентонитовый) буровой раствор.
- интервал бурения 40-700 м под кондуктор – полимер-глинистый буровой раствор.
- Интервал бурения 700-2520 м под эксплуатационную колонну – полимерный (инкапсулированный) раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 11. В таблице 12 представлен компонентный состав бурового раствора

Таблица 11 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность г/см ³	УВ, сек	ПВ, сПз	ДНС, ДПа	СНС 10 сек / 10 мин, ДПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
Глинистый (бентонитовый)	0	40	1,16	80	-	-	-	-	-	< 2
Полимер-глинистый	40	700	1,14	60	18	8-25	4-15/6-20	< 10	9,5	< 1,5
полимерный (инкапсулированный)	700	2520	1,05	45	20	20-35	3-7/12-23	< 6	9,5	< 0,5

Таблица 12 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Глинистый (бентонитовый)	0	40	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, барит.
Полимер-глинистый	40	700	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор.
полимерный (инкапсулированный)	700	2520	Техническая вода, биополимер, каустическая сода, ПАВ, ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, инкапсулятор, смазывающая добавка, мраморная крошка.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Е.1 приложения Е.

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 таблице Е.2 приложения Е.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

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.

Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроект» представлены результаты гидравлической промывки в приложении Ж.

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносного пласта.

Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 2473-2493 м, так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемый интервал отбора керна 2463-2503м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отбора керна. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен мягко-средними, средними горными породами.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 13.

Таблица 13 – 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
PDC У6-215,9/100,6	215,9	100,6	215,9	20

Таблица 14 – 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-172/101	185	14(2)	100,6	14315	3-171	3-171	1270

Таблица 15 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип кернотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
2463-2503	УКР-172/101	1-6	50-80	20-31

2.4 Проектирование процессов заканчивания

2.4.1 Расчет обсадных колонн

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Исходные данные к расчету представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

1	2	3	4
Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продажной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1800

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	755	Глубина скважины, м	2520
Высота столба буф. жидкости h_l , м	550	Высота столба тампонажного раствора норм. плотности h_2 , м	147
Высота цем. стакана $h_{ст}$, м	10	Динамический уровень скважины h_d , м	1680

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.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (1)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – 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. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

После проведения расчетов строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 2.

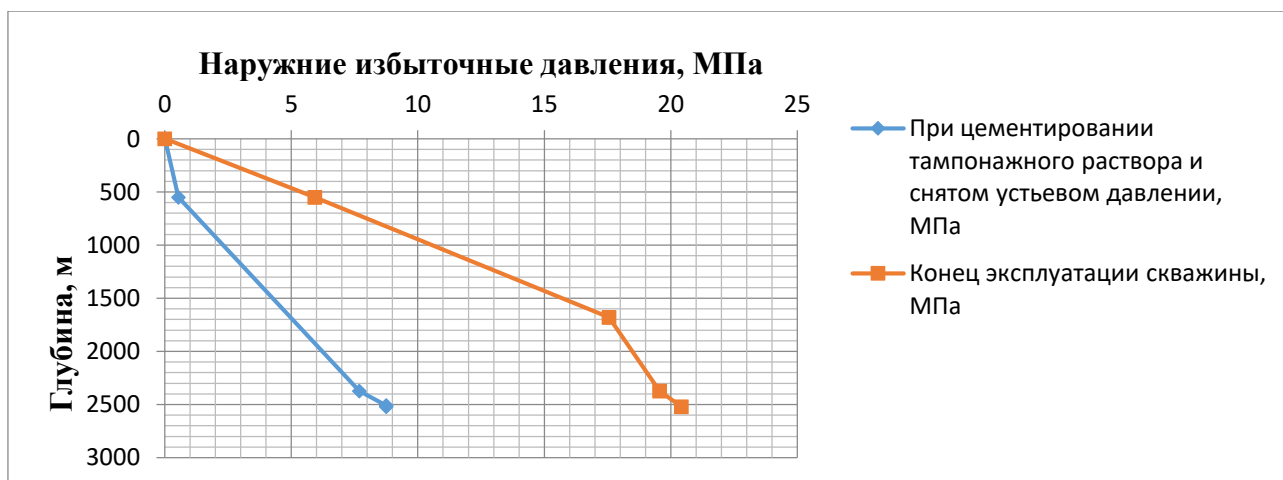


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

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.

$$P_{ви} = P_v - P_n, \quad (2)$$

где P_v – внутреннее давление;

P_n – 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 цементирующей головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

После проведения расчетов строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 3.

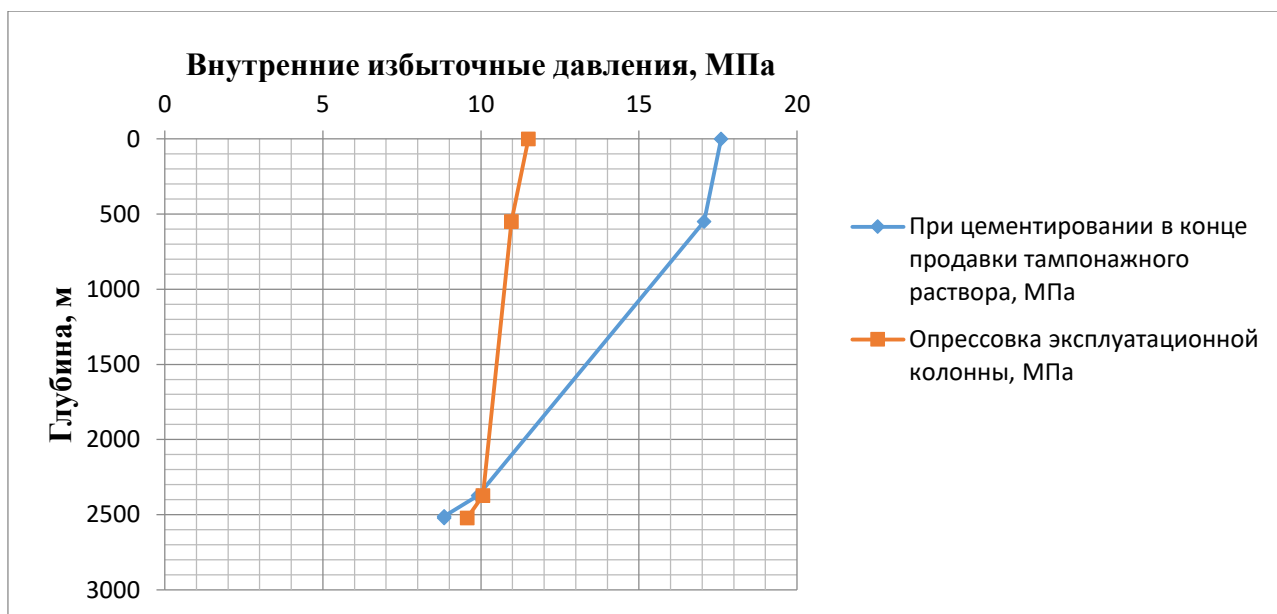


Рисунок 3 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 17 представлены рассчитанные характеристика обсадных колонн.

Таблица 17 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Название колонн	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	Д	8,5	40	67,2	2688	2688	0-40
1	Кондуктор	Д	7,9	700	47,2	330,4	330,4	0-700
1	Эксплуатационная	Д	10,6	2423	41,4	1003,12	1024,99	0-2423
2		Д	12,1	47	46,5	21,85		2423-2520

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (3)$$

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

$$P_{гс\ кп} = 35,56 \text{ МПа};$$

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

$$P_{гд\ кп} = 0.22 \text{ МПа};$$

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

Согласно геологическим данным $P_{гр} = 45,1 \text{ МПа}$.

Производим сравнения давлений по формуле 3:

$$33,81 \text{ МПа} \leq 45,1 \text{ МПа}.$$

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

2.4.2.1 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 18 представлены объёмы буферной, тампонажной и продавочной жидкости.

Таблица 18 – Объём буферной, тампонажной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объём жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объём воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	8,49	1100	-	МБП-СМ	592,5
				МБП-МВ	127,0
Облегченный тампонажный раствор	42,49	1400	37,48	ПЦТ - III - Об (4) – 100	18 018,0
				НТФ	8,94
Нормальной плотности	3,46	1800	2,23	ПЦТ - I – 150 НТФ	22 761,0 6,53
Продавочная жидкость	43,92	1000	43,92	-	-

2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах [10]:

$$m = G_{\text{сх}} / G_{\text{б}}, \quad (4)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси 3 машины типа УС 6-30;
2. Для тампонажной смеси нормальной плотности 1 машина типа УС 6-30.

3. Число цементирующих агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 5 машин ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования. На рисунке 4 приведена схема расположения цементирующего оборудования.

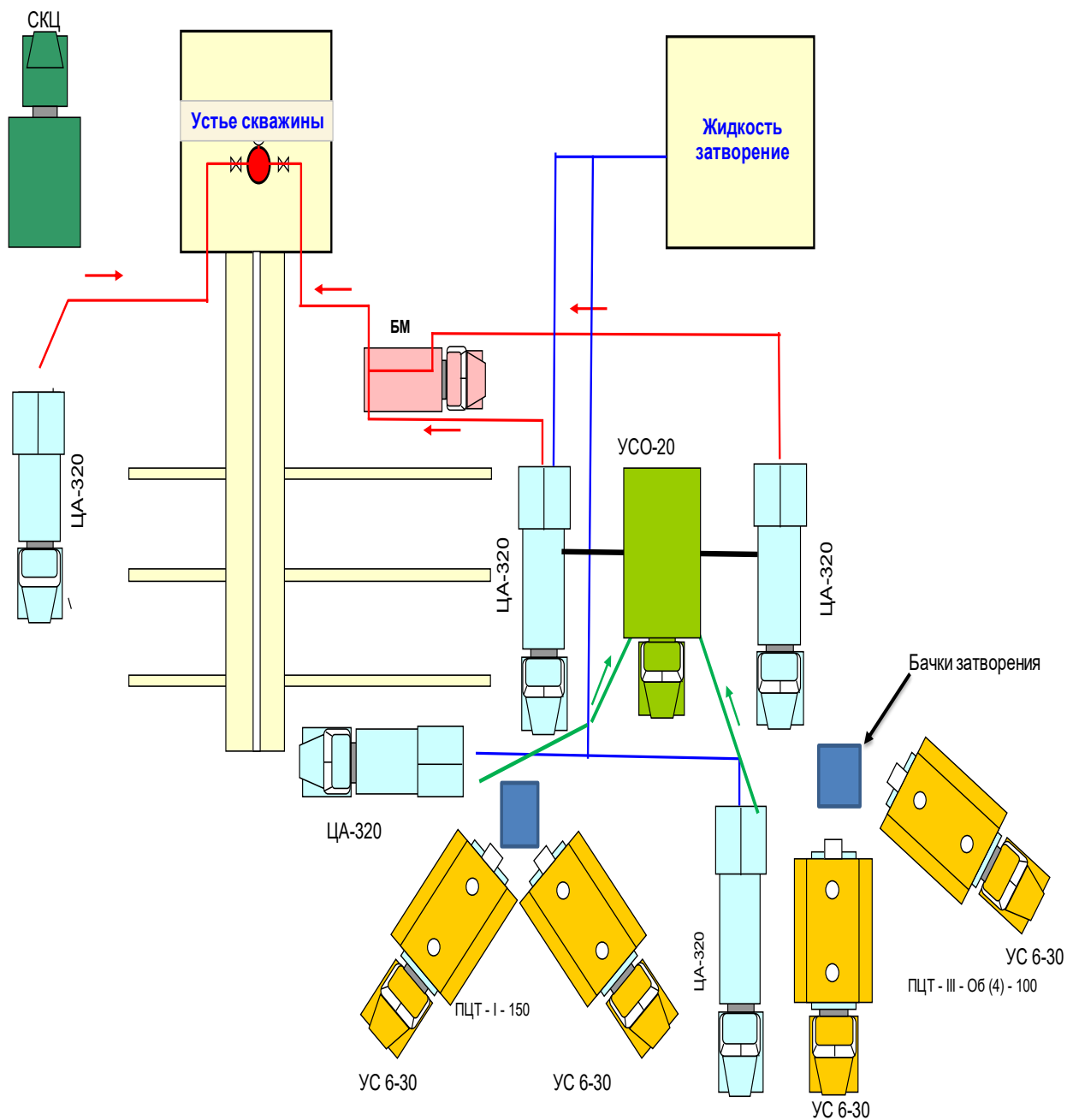


Рисунок 4 – Схема расположения оборудования при цементировании эксплуатационной колонны

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168	2519,7	2520	1	1
	ЦКОД-168	2509,4	2509,7	1	1
	ЦПЦ 168/216	0	700	19	69
		700	2520	50	
	ЦТ 168/216	700	2520	92	92
	ПРП-Ц-В 168	2509	2509,2	1	1
	ПРП-Ц-Н 168	2509,2	2509,4	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	699,6	700	1	1
	ЦКОД-245	699,2	699,6	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	40	2	26
	ЦПЦ 245/295	40	700	24	
	ПРП-Ц-245	698,9	699,2	1	1
Направление, 324 мм	БКП-ОТТМ-324	39,7	40	1	1
	ЦПЦ-324/394	40	40	3	3
	ПЦВ-324	39,7	-	1	1

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. В связи с расположением продуктивных пластов в твердых породах проектируем кумулятивный метод перфорацию.

В связи с вскрытием одного продуктивного пласта толщиной 20 м целесообразно использовать для вскрытия компоновку корпусных перфораторов ПКО 114–АТ на кабеле с установкой электродетонатора «внизу» перфоратора, позволяющая охватить весь продуктивный пласт за один рейс.

Таблица 20 – Перфорация скважины

Мощность перфорировемого объекта, м		Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
2473-2493	20	Кабель	Кумулятивная	114/178	20	1

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Для проведения испытаний в открытом стволе заложим в проект электрогидравлический пластоиспытатель на кабеле ПЛГК–120, применяемый для необсаженных нефтяных и газовых скважин.

В базовые функции пластоиспытателя входит:

- построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
- глубинный анализ пластового флюида;
- отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени; имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПЛГК-120, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, исходя из опыта ранее пробуренных скважин бурение осуществляется при оснастке 5х6, при этом грузоподъемность установки БУ – 3000 ЭУК-1М. Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	95	[G _{кр}] / Q _{бк}	1,78
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	102	[G _{кр}] / Q _{об}	1,66
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	132,6	G _{кр}] / Q _{пр}	1,28
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	170		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.			

Характеристика БУ – 3000 ЭУК-1М приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристика буровой установки БУ – 3000 ЭУК-1М

Наименование параметров	
1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условный диапазон глубины бурения, м	2000 – 3200
Наибольшая оснастка талевого системы	5 x 6
Диаметр талевого каната, мм	28, 32
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны и ликвидаций аварий, м/с	0,1 – 0,2
Скорость установившегося движения при подъёме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъёмного агрегата, кВт	550 – 670
Проходной диаметр стола ротора, мм	560
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Число основных буровых насосов, шт	2
Номинальная длина свечи, м	25

3. ПРОТИВОАВАРИЙНЫЕ УСТРОЙСТВА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

В процессе эксплуатации винтовых забойных двигателей (ВЗД) по различным причинам могут возникнуть неисправности. Неисправности которые могут появиться в ходе эксплуатации приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Неисправности в ходе эксплуатации

Неисправность	Признаки неисправности	Возможная причина неисправности	Способ устранения на буровой
1	2	3	4
Резкое увеличение (скачок) давления в нагнетательной линии	Над забоем давление уменьшилось	Торможение двигателя из-за превышения осевой нагрузки на долото	Максимально снизить подачу промывочной жидкости, оторваться от забоя. Увеличить подачу промывочной жидкости до рабочего значения, продолжить бурение уменьшив нагрузку на долото, отслеживать перепад давления
		Повреждение (отслоение) резиновой обкладки статора	Заменить двигатель
		Заклинивание шпиндельной секции	Заменить двигатель
		Повышение моментоемкости горной породы	Проверить наличие пропластков по ГТН. Максимально снизить подачу промывочной жидкости, оторваться от забоя. Увеличить подачу промывочной жидкости до рабочего значения, продолжить бурение постепенно увеличивая нагрузку на долото, отслеживать перепад давления
	Над забоем давление не уменьшается	Шламование двигателя	Заменить двигатель
		Забит фильтр	Прочистить забитый фильтр или заменить
		Забиты насадки долота	Если обнаружены куски резиновой обкладки статора в насадках долота, то заменить двигатель
		Посторонний предмет в двигателе	Заменить двигатель

Продолжение таблицы 23

Падение давления в нагнетательной линии	Расход промывочной жидкости постоянный(неизменный), осевая нагрузка на долото постоянна	Не герметичность (промыв) в резьбовых соединениях буровой колонны	Заменить промытые элементы буровой колонны
		Не герметичность переливного клапана	После подъёма проверить герметичность клапана на устье
		Повреждение корпусных деталей двигателя	Заменить двигатель
Скачки давления в нагнетательной линии	При отрыве от забоя наблюдается рост давления, при разгрузке на забой давление падает	Корпус двигателя поврежден или произошло раскрепление резьбовых соединений	Заменить двигатель

Винтовые забойные двигатели имеют достаточную прочность и надежность при эксплуатации в разных условиях, и удовлетворяют высоким требованиям потребителя к надёжности. Но для обеспечения безопасности работ, снижения аварийности и уменьшения потерь при аварийных работах, все модели ВЗД оснащаются устройством безопасности, предотвращающим падение инструмента при обрыве.

Противоаварийное оборудование предназначено для защиты от падения ВЗД в скважину при разрушении корпуса или развинчивании резьбовых соединений, а также для повышения давления в системе при возникновении аварии, при этом обеспечивается быстрое обнаружение аварии персоналом и своевременный подъем оборудования. Существуют верхнее противоаварийное устройство и нижнее противоаварийное устройство.

3.1 Верхнее противоаварийное устройство

В верхней части двигателя имеется противоаварийное устройство, которое исключает оставление в скважине корпусных деталей двигателя при его поломке. Верхнее противоаварийное устройство включает в себя верхний переводник (переводник безопасности), который расположен выше статора двигателя,

шпильку ввернутую в верхнюю часть ротора и гайку с противоаварийным буртом. Если в процессе эксплуатации происходит раскрепление или слом деталей двигателя, то эти детали будут удержаны и подняты на поверхность с помощью верхнего противоаварийного устройства.

Верхнее противоаварийное устройство представлено на рисунке 5.

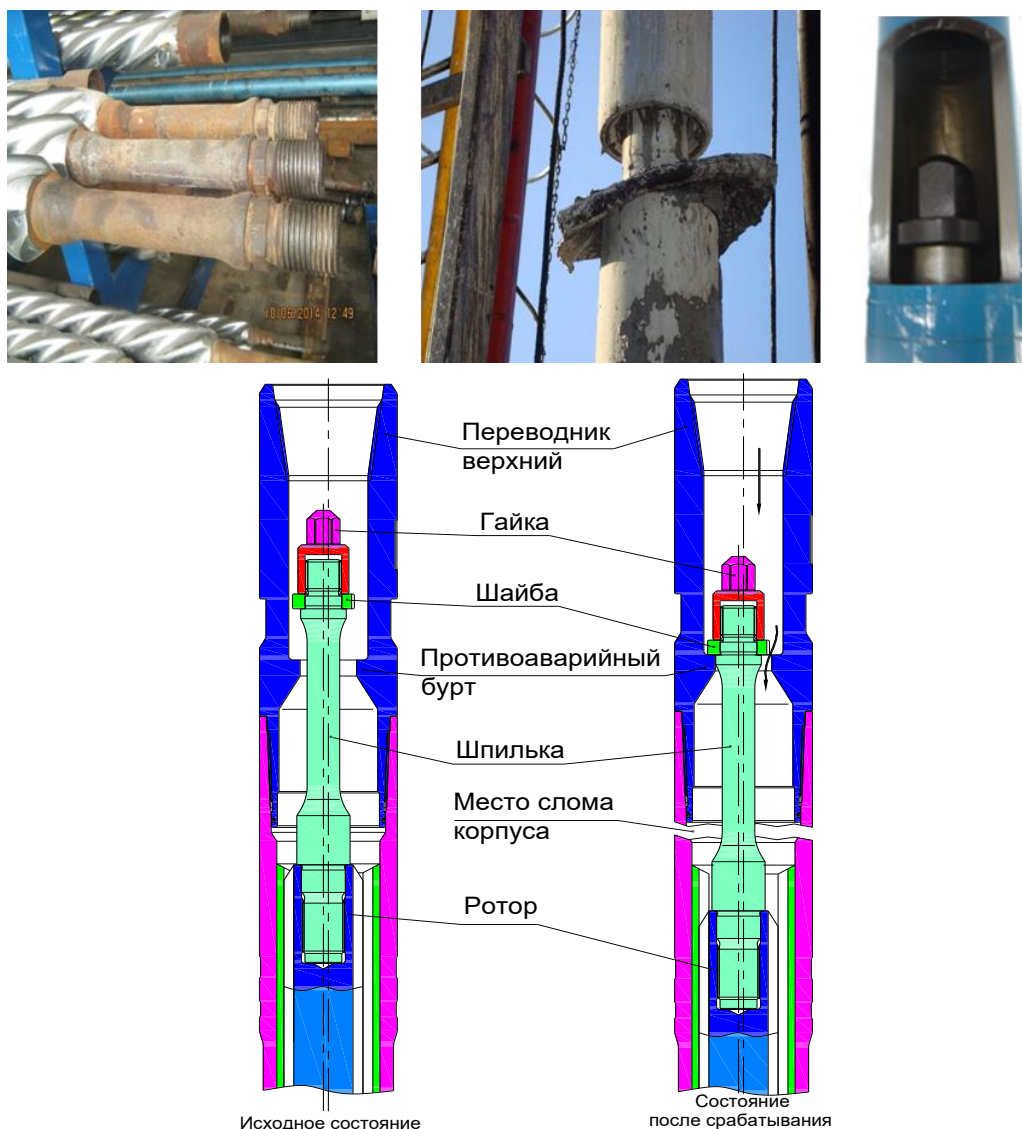


Рисунок 5 – Верхнее противоаварийное устройство

3.2 Нижнее противоаварийное устройство

На нижней части корпуса шпинделя имеется противоаварийная гайка, предотвращающая оставление в скважине внутренних деталей шпинделя в случае слома его вала.

Нижнее противоаварийное устройство представлено на рисунке 6.

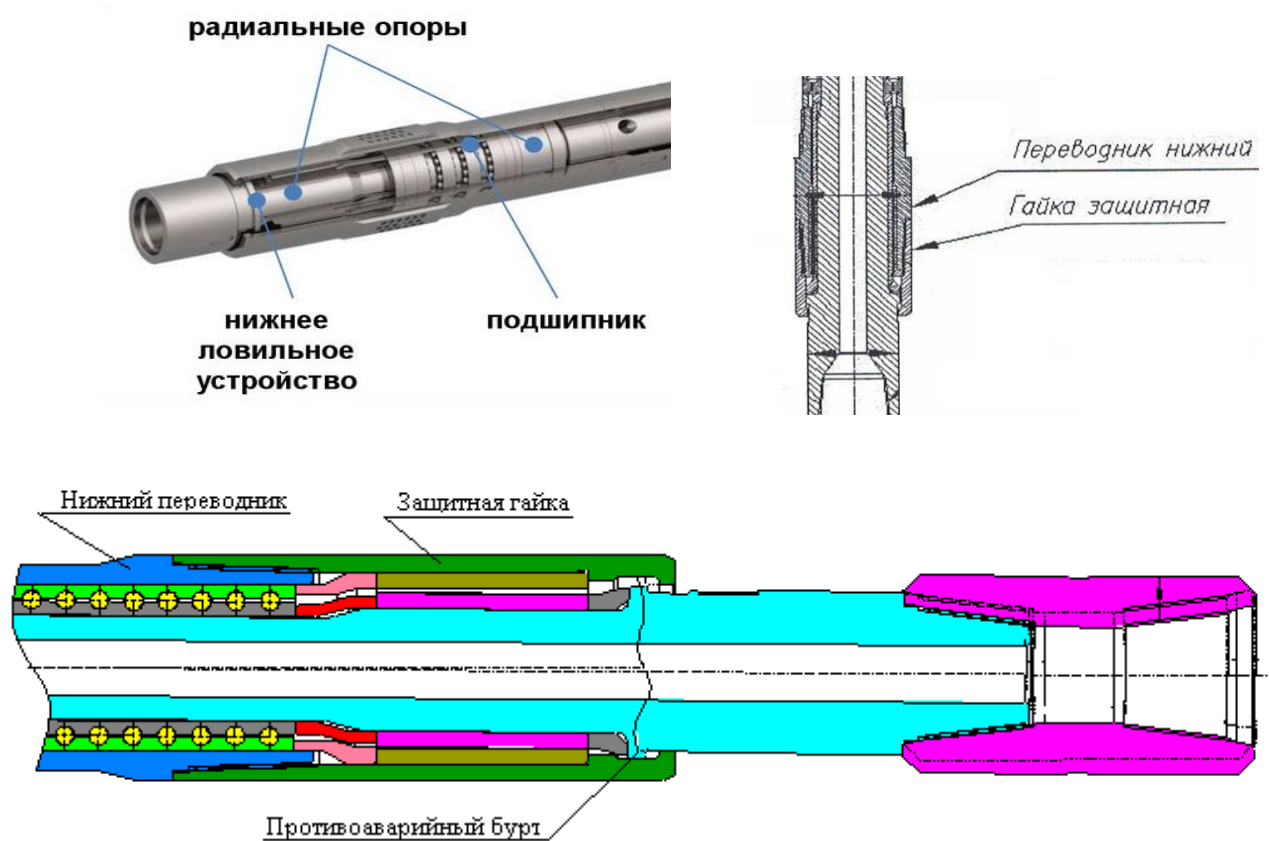


Рисунок 6 – Нижнее противоаварийное устройство

4. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ ЧАСТЬ

4.1 Структура и организационные формы работы ПАО "Подзембургаз"

Публичное акционерное общество "Подзембургаз" – одно из старейших предприятий газовой отрасли. Дата его рождения - 16 февраля 1946 года. В первые годы деятельности предприятия его интересы были сосредоточены, главным образом, на геолого-поисковых работах на нефть и газ и проводились в центральных и южных регионах Европейской части СССР. В середине 50-х годов в Советском Союзе приступили к теоретическим и практическим разработкам проблем подземного хранения газа. За прошедшие годы в результате проведения работ было подготовлено 22 подземных хранилища газа общей емкостью около 100 млрд. м³ с возможностью суточного отбора более 500 млн. кубометров, которые находятся либо в промышленной эксплуатации, либо в стадии подготовки к закачке газа.

Эксплуатационное бурение ПАО «Подзембургаз» проводит в настоящее время на шести действующих ПХГ. Эти работы обусловлены отраслевой программой развития подземного газохранилища на период 2005 – 2030 гг.

Компания обладает современным буровым и ремонтным оборудованием, использует в своей работе передовые технологии.

Основным видом деятельности ПАО «Подзембургаз» является:

- подготовка структур для создания подземных хранилищ газа и строительство скважин на ПХГ;
- строительство поисково-разведочных, газовых и нефтяных скважин всех типов;
- реконструкция и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин.

Конкурентные преимущества:

- опыт работ по строительству технологически сложных скважин для целей ПХГ более 70 лет;
- уникальный опыт работ на газовых скважинах как с аномально низкими, так и с аномально высокими пластовыми давлениями;

- оснащение всем необходимым парком буровых установок и оборудованием для автономной работы в любых климатических условиях и географических зонах;
- наличие высококвалифицированного инженерно-технического персонала, обладающего всем спектром технических и геологических знаний в области разведки и строительства нефтяных и газовых скважин.

4.1.1 Организационная структура управления предприятием

На рисунке 7 Организационная структура ПАО «Подзембургаз».

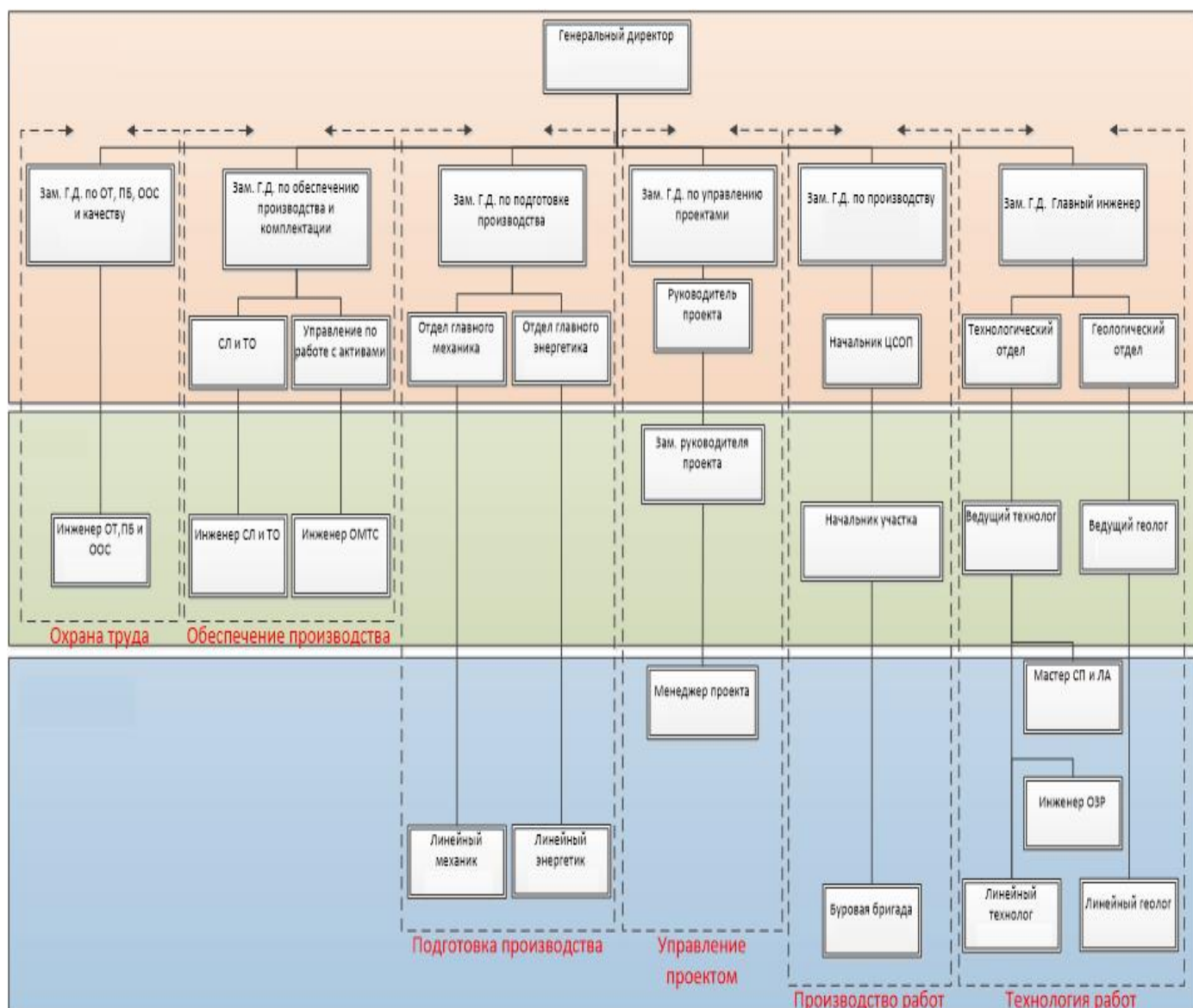


Рисунок 7 – Организационная структура ПАО «Подзембургаз»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

Таблица 24 – Исходные данные

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2520
Способ бурения:	
- под направление	роторный
- под кондуктор и эксплуатационную ко-	с применением ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 323,9 мм на глубину 40 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 700 м
- эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 2520 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБ-600–2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-40 м	54
- в интервале 40-700 м	54
- в интервале 700-2520 м	31
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 19 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 40-700 м	ВЗД ДГР-240М.3/4.60
- в интервале 700-2520 м	ВЗД ДГР-178М.7/8.50
- при отборе керна	УКР-172/101
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 25.

Таблица 25 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Томская область)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,028	460
2	40	700	660	0,028	810
3	700	2520	1820	0,038	310

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (5)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 40 \cdot 0,027 = 1,08 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,028	1,08
660	0,028	18,48
1820	0,032	58,24
Итого		77,8

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

$$n = H / П, \quad (6)$$

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

Для направления:

$$n = 40 / 460 = 0,08$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n
40	460	0,08
660	810	0,81
1820	1400	1,3
Итого на скважину		2,19

4.2.2 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 7

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (7)$$

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 28

Таблица 28 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные опера-

ции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-40	393,7	460	11	24	0-40	0,0119	0,47
II	40-700	295,3	810	12	32	40-100	0,0120	0,72
						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
ИТОГО								9,44
III	700-2520	215,9	310	12	32	700-800	0,0157	1,57
						800-900	0,0158	1, 58
						900-1000	0,0164	1,64
						1000-1100	0,0175	1,75
						1100-1200	0,0186	1,86
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0191	1,91
						1400-1500	0,0197	1,97
						1500-1600	0,0208	2,08
						1600-1700	0,0228	2,28
						1700-1800	0,0231	2,31
						1800-1900	0,0238	2,38
						1900-2000	0,0244	2,44
						2000-2100	0,0247	2,47
						2100-2200	0,0250	2,50
						2200-2300	0,0253	2,53
						2300-2400	0,0254	2,54
						2400-2500	0,0256	2,56
						2500-2520	0,0264	0,52
Итого								37,19

4.2.3 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:

– направление: $3 \cdot 1 = 3$ мин;

– кондуктор: $26 \cdot 1 = 26$ мин;

– эксплуатационная колонна: $69 \cdot 1 = 69$ мин.

4.2.4. 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 -8 ч, кондуктора - 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

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

Отворачивание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 8

$$L_c = L_k - L_n, \quad (8)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 40 - 10 = 30 \text{ м};$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n. \quad (9)$$

Для направления:

$$L_T = 30 - 25 = 5 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (10)$$

где l_c – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 0,20 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

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

Для кондуктора:

$$L_c = 700 - 10 = 690 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 690 - 25 = 665 \text{ м};$$

$$N = 665 / 24 = 27,7 \approx 28 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 28 \cdot 2 + 5 = 61 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2520 - 10 = 2510 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 2510 - 25 = 2485 \text{ м};$$

$$N = 2485/24 = 103,54 \approx 104 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 104 \cdot 2 + 5 = 213 \text{ мин.}$$

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 и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 61 + 213 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 479 \text{ мин} = 7,98 \text{ ч.}$$

4.2.6 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.

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

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

4.2.8 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 [27].

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 266,2 часов или 11,09 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $266,2 \times 0,066 = 17,56 \text{ ч.}$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 266,2 + 17,56 + 25 = 308,76 \text{ч} = 12,86 \text{ суток.}$$

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 29

Таблица 29– 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 30.

Условные обозначения к таблице 30:

 Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);

 Буровая бригада (бурение);

 Бригада испытания.

Таблица 30 - Линейно-календарный график работ

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

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле 19:

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (11)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (12)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах Л.1 и Л.2 приложения Л.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	1,52	1,66	0,09
кондуктор	35,96	39,19	1,68
эксплуатационная колонна	87,53	95,4	5,46
Крепление:			
направление	3,56	3,92	0,16
кондуктор	16,0	18,6	0,77
эксплуатационная колонна	32,4	30,5	1,27
Итого	176,97	189,27	9,43

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

4.5 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (13)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_P , м/ч

$$V_P = H/(T_M + T_{\text{сно}}), \quad (14)$$

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

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_h, \quad (15)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/p, \quad (16)$$

где p – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n)/H, \quad (25)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 32.

Таблица 32 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3520
Продолжительность бурения, сут.	9,43
Механическая скорость, м/ч	32,3
Рейсовая скорость, м/ч	20,17
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	10252
Проходка на долото, м	1150
Стоимость одного метра	58234

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой установке имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [27]. Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников. Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом. К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты - 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск). Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [39].

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных факторов производственной среды

Проанализируем вредные и опасные факторы, которые могут возникать при строительстве скважины.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [35]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены в виде таблицы 33.

Таблица 33 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0003-2015) [35]	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изго- товле- ние	Эксплу- атация	
1.отклонение показате- лей микроклимата	+	+	+	Требования к микроклимату устанавливаются СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах"
2.превышение уровня шума		+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах"
3.отсутствие или недо- статок естественного света	+	+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий
4.недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
5.повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

5.2.2 Отклонение параметров климата на открытом воздухе

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть:

- выдача спецодежды в зависимости от характера работ и времени года;
- укрытие рабочих мест и места для обогрева;
- чередование труда и отдыха;
- запрет на работу при ненормальных метеоусловиях.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны [30]. Общие санитарно-гигиенические требования". Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Склад химических реагентов необходимо располагать по розе ветров [33].

5.2.3 Повышенный уровень вибрации

Основным источником шума и вибрации на буровой установки является дизельный привод, гидравлические насосы, механические трубные ключи.

Воздействие шума и вибрации на человека приводит к повышенной утомляемости, ограничению слышимости, что может привести к механическим травмам.

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБА [40] и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Для уменьшения уровня шума действующего на рабочих используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

На рабочих находящихся на буровой установке действует транспортно-технологическая вибрация (категория 2). Для борьбы с вибрацией на объекте

производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБ "Вибрация. Общие требования безопасности" [41].

5.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест внутри и снаружи буровой установки характеризуется освещённостью, яркостью и др. Недостаточная освещенность рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, способствует развитию близорукости, сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме. Согласно требованиям ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерения» [12], освещение рабочего места должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному.

На буровой установке используется естественное, искусственное и комбинированное освещение.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность [45]:

- роторного стола – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк;
- превенторной установки – 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ воздействия на атмосферу

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте-газопрооявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефтегазопрооявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [34].

5.3.2 Анализ воздействия на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков 86 (канализационные устройства, септики);
- контроль за герметичностью амбара;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;

- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

5.3.3 Анализ воздействия на литосферу

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;

- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;

- загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами;

- засорение почвы производственными отходами и мусором. При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины; 87

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);

- транспортировку жидких веществ (нефть, химические реагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обволочку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли. Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [43].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы ГСМ;
- разрушение буровой установки;

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

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;

- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;

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

длительные остановки скважины без промывки.

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

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

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- загерметизировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП Проходит в два этапа:

- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

Заключение

В выпускной квалификационной работе согласно геологическим данным, требования безопасности в нефтяной и газовой промышленности произведено проектирование технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 м на нефтяном месторождении с предполагаемым дебитом 200 м³/сут.

В технологической части проекта произведено обоснование забоя скважины. По геологическими условиями были выбраны оптимальные породоразрушающие инструменты, а так же компоновки низа бурильной колонны, обоснования и расчет конструкции скважины, выбор способа и оборудования для бурения, расчет параметров бурения для достижения максимальной механической скорости проходки, расчет и выбор бурового раствора для бурения и заканчивания скважины, обоснование технических средств для отбора керна, расчет крепления скважины, проектирования оборудования для испытания продуктивного пласта, а также выбор буровой установки удовлетворяющей безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

В специальной части был рассмотрен вопрос о винтовых забойных двигателях. В разделе финансовый менеджмент была рассчитана нормативная карта строительства скважины а так же полная сметная стоимость строительства скважины. Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
5. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
6. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
7. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград
8. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
9. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. – <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2019).
10. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. – <http://www.semireche.ru> (Дата обращения 15.04.2019).
11. Ловильный инструмент [Электронный ресурс]. – <https://www.smithservices.com/> (Дата обращения 12.04.2019).

12. Трубы утяжелённые бурильные [Электронный ресурс]. – <http://kngc.ru> (Дата обращения 10.04.2019).
13. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. – <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 10.04.2019).
14. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2019).
15. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. – <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2019).
16. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. – <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2019).
17. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. – <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 16.04.2019).
18. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, – 189 с
19. Бобров М.Г., Трапезников С.Г. Особенности использования винтовых забойных двигателей при бурении скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2009. № 1. С. 15–18.
20. Жорник В.И. Эволюция структуры дисперсной фазы пластичных смазок при трибовзаимодействии и её влияние на ресурс узлов трения // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В: Промышленность. Прикладные науки. 2014. № 11. С. 97–105.
21. Виноградова И.Э. Противоизносные присадки к маслам. – М. : Химия, 1972. – 272 с.
22. Мур Д. Трение и смазка эластомеров. США, 1972. Перевод с английского канд. Хим. Наук. Г.И. Бродского – М. : Химия, 1977. – 264 с.
23. Литиевая смазка: обеспечиваем надежную защиту любого меха-

низма [Электронный ресурс]. – <http://www.avtoall.ru/article/6785238/> (Дата обращения 09.05.2019).

24. Смазки, классификация, применение. [Электронный ресурс]. – <http://www.uazbuka.ru/lib/oiling.htm> (Дата обращения 09.05.2019).

25. Винтовой забойный двигатель [Электронный ресурс]. – <http://www.mining-enc.ru/v/vintovoj-zabojnyj-dvigatel/> (Дата обращения 09.05.2019).

26. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. – <http://burneft.ru/> (Дата обращения 09.05.2019).

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

28. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 15.05.2019).

29. СНиП IV–2–82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.

30. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

31. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

32. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

33. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
34. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
35. ГОСТ 12.2.062–81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
36. ГОСТ Р 12.1.019–2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
37. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
38. [СНиП 4557–88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
39. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
40. ГОСТ 12.1.029–80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
41. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

42. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

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

44. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by (дата обращения 05.05.2019 г.).

45. ГОСТ Р 55710–2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

46. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

47. ГОСТ 17.0.0.01–76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

48. ГОСТ 12.1.008–76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

Приложение А

Стратиграфический разрез скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
От	До	Мощность	Название	Индекс	
1	2	3	4	5	6
0	30	30	Четвертичная система	Q	1,3
30	180	150	Некрасовская серия	P ₃	1,3
180	230	50	Чеганская свита	P ₃ - P ₂	1,3
230	522	292	Люлинворская свита	P ₂	1,3
522	556	34	Талицкая свита	P ₁	1,3
556	732	176	Ганькинская свита	K ₂	1,25
732	822	90	Славгородская свита	K ₂	1,25
822	863	41	Ипатовская свита	K ₂	1,25
863	892	29	Кузнецовская свита	K ₂	1,25
892	1727	835	Покурская свита	K ₂ - K ₁	1,25
1727	2350	623	Киялинская свита	K ₁	1,25
2350	2440	90	Тарская свита	K ₁	1,25
2440	2500	60	Куломзинская свита	K ₁	1,25

Таблица А. 2 – Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	30	пески глины	60 40
P ₃	30	180	пески глины	60 30 10
P ₃ - P ₂	180	230	пески глины	90 10
P ₂	230	522	пески глины	90 10
P ₁	522	556	пески глины	70 30
K ₂	556	732	глины алевролиты	60 40
K ₂	732	822	глины алевролиты	70 30
K ₂	822	863	глины	100
K ₂	863	892	глины алевролиты	80 20
K ₂ - K ₁	892	1727	глины песчаники алевролиты	25 50 25
K ₁	1727	2350	глины песчаники алевролиты	30 40 30
K ₁	2350	2440	песчаники алевролиты глины	40 40 20
K ₁	2440	2500	песчаники алевролиты аргиллиты	60 20 20

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

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал		Краткое название гор- ной породы	Плотность, кг/см ³	Пористость, %	Проницае- мость, дарси	Глинистость, %	Карбонат- ность, %	Предел теку- чества, кгс/мм ²	Твердость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы промысло- вой клас- сифика- ции
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q-P1	0	556	глины, пески.	2200 1900	10 35	0,001 0,6	90 10	1-2 1-2	15 12	- -	1,1-4,5 1,1-4,5	2 1-2	М М
K ₂ - K ₁	556	1727	глины, алевриты, песчаники, пески, опоки.	2200	10	0,001	90	1-2	15	-	1,1-4,5	2	МС
				2000	15	0,05	20	4	21-164	29-182	1,6-4,4	1-4	МС
				2300	31	0,5	7	1-2	9-213	14-234	1,1-4,5	3-8	МС
				1900	35	0,6	10	1-2	12	-	1,1-4,5	1-2	МС
				1500	4	0,001	50	-	150	-	1,1-4,5	2	МС
K ₁	1727	2500	глины, алевриты, аргилиты, песчанники, пески.	2200	10	0,001	90	1-2	15	-	1,1-4,5	2	МС, С
				2000	15	0,05	20	4	21-164	29-182	1,6-4,3	1-2	МС, С
				2600	10	0,001	100	1-3	30-182	44-210	1,8-4,2	1-3	МС, С
				2300	19	0,4	7	1-2	9-213	14-234	1,1-4,5	3-8	МС, С
				1900	35	0,6	10	1-2	12	-	1,1-4,5	1-2	МС, С

Таблица А .4 – Градиенты давлений и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений, МПа на м						Температура в конце интервала, °С	Источник получения
	от	до	Пластового		Гидроразрыва		Горного			
			от	до	от	до	от	до		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q- P ₁	0	556	0,0098	РФЗ	0,0200	расчет	0,022	расчет	26	РФЗ
K ₂	556	1020	0,0098	"-	0,0200	"-	0,022	"-	40	"-
K ₂ -K ₁	1020	1750	0,0098	"-	0,0170	"-	0,022	"-	68	"-
K ₁	1750	2500	0,100	"-	0,0165	"-	0,023	"-	85	"-

Примечание: В графах 5 и 11 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах.

Приложение Б

Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
Водоносность				
0	556	поровый	1009	100-150
892	1727	поровый	1010	500-800
1727	2500	поровый	1010	До 50
Нефтеносность				
2473	2493	терригенный	0,755	200
Газоносность				
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют				

Приложение В

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характеристика и условия возникновения
от	до		
0	1750	Поглощение бурового раствора	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО
1750	2500		
0	670	Осыпи и обвалы	Нарушение технологии бурения, превышение 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.
670	1750		
1750	1790		
1790	2500		
892	1750	Нефтегазоводопроявления	Вода
2473	2493		Нефть
890	1750	Разжижение бурового раствора	Отклонение свойств и параметров бурового раствора от проектных, в том числе снижение гидростатического давления на проявляющиеся пласты за счет снижения плотности п. 210. «Правил безопасности...» 2013г. [4].
1750	2500	Сужение ствола скважины	Естественный процесс набухания глин, зависящий от времени контакта с буровыми растворами на водной основе и отклонений свойств и параметров раствора от проектных данных, в том числе уровня фильтрации воды (водоотдачи).
2350	2440	Прихватоопасность	Отклонение свойств и параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО, в т.ч. организационных простоях.

Приложение Г

Конструкция скважины

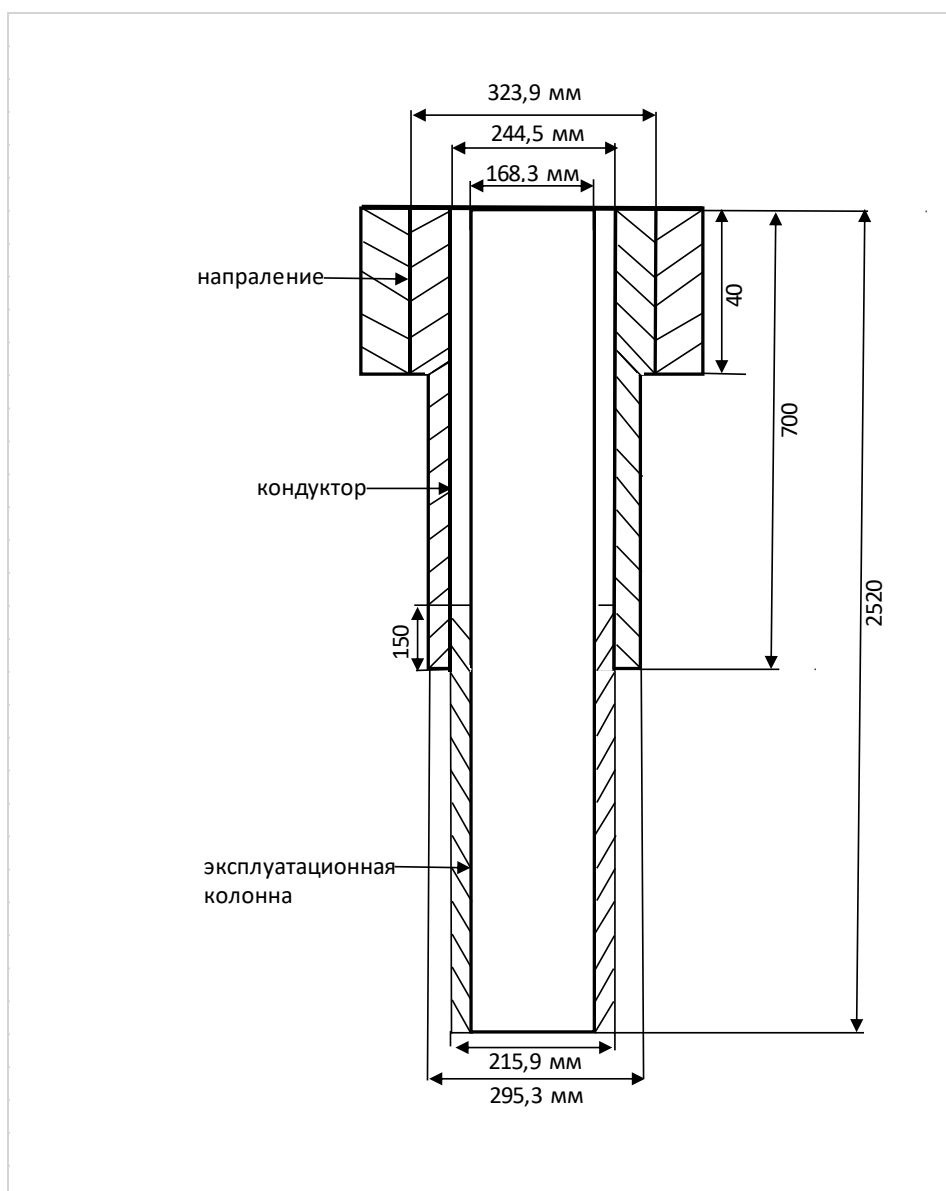


Рисунок Г.1 – Конструкция скважины

Приложение Д

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.1 – КНБК для бурения секции под направление (0-40 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум- марный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под направление (0-40м)							
1	Долото РТ 393,7 Р419-40- 1 (8х17,5мм)	0.40	393,7	-	3-177	Ниппель	0,14
2	Переводник М171хМ177	0,42	225	101	3-177	Муфта	0,19
					3-171	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	1,91
					3-171	Муфта	
4	Переводник М147хН171	0,38	203	90	3-171	Ниппель	1,96
					3-147	Муфта	
5	УБТ-178х80 Д	9,45	178	80	3-147	Ниппель	3,5
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	3,55
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Д	До устья	127	108	3-133	Ниппель	4,23
					3-133	Муфта	
8	КШЗ-35 М133хН133	0,40	178	76	3-133	Ниппель	4,28
					3-133	Муфта	
9	ВБТ-К 133 Н 147	16	133	82	3-133	Ниппель	8,08
					3-147Л	Муфта	

Таблица Д.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40-700 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соедине- ния (верх)	
Бурение под кондуктор (40-700м)							
1	Долото TD 295,3 SVD 519-T1.2 (7х12,7мм)	0,4	220,7	-	3-152	Ниппель	0,06
2	ВЗД ДГР-240М.3/4.60	9,65	240	-	3-152	Муфта	2,08
					3-171	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-240	0,65	240	-	3-171	Ниппель	2,19
					3-171	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240	0,84	240	-	3-171	Ниппель	2,29
					3-171	Муфта	
5	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	4,01
					3-171	Муфта	
6	Переводник M152хH171	0,51	200	100	3-171	Ниппель	4,1
					3-152	Муфта	
7	Калибратор КЛС 295 МС	0,9	295	90	3-152	Ниппель	4,22
					3-152	Муфта	
8	Переводник M171хH152	0,51	200	100	3-152	Ниппель	4,31
					3-171	Муфта	
9	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	6,03
					3-171	Муфта	
10	Переводник M147хH171	0,47	200	90	3-171	Ниппель	6,12
					3-147	Муфта	
11	Переводник M133хH147	0,43	178	80	3-147	Ниппель	6,18
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Д	До устья	127	108	3-133	Ниппель	29,24
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-35 M133хH133	0,40	178	76	3-133	Ниппель	29,29
					3-133	Муфта	
14	ВБТ-К 133 Н 147	16	133	82	3-133	Ниппель	33,09
					3-147Л	Муфта	

Таблица Д.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (700- 2520м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Нару ж.диа- метр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения	Суммар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения	
Бурение под эксплуатационную колонну (700-2463; 2503-2520м)							
1	Долото TD 215,9 SVD 616 T1.2 (5x11,1мм)	0,3	215,9	-	3-117	Ниппель	0,04
2	Калибратор КЛС 215	0,75	215	70	3-117	Муфта	0,1
					3-117	Ниппель	
3	ВЗД ДГР-178М.7/8.50	8,45	178	-	3-117	Муфта	1,25
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-178	0,34	178	-	3-147	Ниппель	1,29
					3-147	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-178	0,42	178	-	3-147	Ниппель	1,33
					3-147	Муфта	
6	УБТ-178x80 Д	9,45	178	80	3-147	Ниппель	2,87
					3-147	Муфта	
7	Переводник M133xH147	0,43	178	70	3-147	Ниппель	2,92
					3-133	Муфта	
8	Калибратор КЛС 215 МС	0,75	215	70	3-133	Ниппель	2,98
					3-133	Муфта	
9	Переводник M147xH133	0,43	178	70	3-133	Ниппель	3,03
					3-147	Муфта	
10	УБТ-178x80 Д	9,45	178	80	3-147	Ниппель	4,57
					3-147	Муфта	
11	Переводник M133xH147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	4,62
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ТБПК 127x9,19Е	300	127	108	3-133	Ниппель	18
					3-133	Муфта	
13	Бурильная труба ТБТ 127	25	127	76	3-133	Ниппель	20,01
					3-133	Муфта	
14	Яс гидравлический 4ЯГГ-171	5,7	171	70	3-133	Ниппель	20,61
					3-133	Муфта	
15	Бурильная труба ТБТ 127	25	127	76	3-133	Ниппель	22,62
					3-133	Муфта	
16	Бурильная труба ТБПК 127x9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	90,85
					3-133	Муфта	
17	КШЗ-35	0,40	178	76	3-133	Ниппель	90,9
					3-133	Муфта	
18	ВБТ-К 133	16	133	82	3-133	Ниппель	94,7
					3-147Л	Муфта	

Таблица Д.4 – КНБК для отбора керна (2463-2503 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум- марный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2463-2503м)							
1	Бурильная головка PDC У6-215,9/100,6 (7х11,1мм)	0,19	215,9	100,6	3-161	Муфта	0.02
2	Центратор нижний 211/139	0,55	210	140	3-161	Ниппель	0,82
					3-171	Ниппель	
3	Кернотборный сна- ряд УКР-172/101	8,8	185	140	3-171	Муфта	1,27
					3-171	Муфта	
4	Центратор промежу- точный 211/139	0,55	210	140	3-171	Ниппель	1,95
					3-171	Ниппель	
5	Переводник верхний М147хН117	0,73	185	140	3-171	Муфта	2,73
					3-147	Муфта	
6	УБТ-178х80 Д	18,9	178	80	3-147	Ниппель	5,81
					3-147	Муфта	
7	Переводник М133хН147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	5,86
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Д	До устья	127	108	3-133	Ниппель	84,83
					3-133	Муфта	
9	КШЗ-35 М133хН133	0,40	178	76	3-133	Ниппель	84,88
					3-133	Муфта	
10	ВБТ-К 133 Н 147	16	133	82	3-133	Ниппель	88,68
					3-147Л	Муфта	

Приложение Е

Потребное количество бурового раствора

Таблица Е1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2520 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
0	40	40	393,7	-	1,3	6,32
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,51
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 4,29
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 6,32
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 22,64
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 4,23
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
40	700	660	295,3	306,9	1,3	58,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 6,33
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 40,48
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 68,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 191,71
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 33,98
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 157,73
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
700	2520	1860	215,9	228,7	1,25	85,07
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 12,54
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 61,57
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 9,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ = 113,81
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 316,03
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 316,03

Таблица Е.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		экспл. колонна		итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	25,0	22,42	1	100,33	4	92,23	4	214,98	9
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25,0	0	0	100,33	5	0	0	100,33	5
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	1137,6	2	8026,8	8	0	0	9164,4	10
Биополимер	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	25	0	0	0	0	122,98	5	122,98	5
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	0	0	1003,35	41	1537,25	61	2540,6	102
ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25	0	0			368,94	15	368,94	15
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	200	0	0	200,67	2	0	0	200,67	2
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	186	0	0	1003,35	6	3074,5	16	4077,85	22
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25, канистра	0	0	0	0	307,45	13	307,45	13
Инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	20	0	0	0	0	307,45	16	307,45	16
Мраморная крошка	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	13835,25	14	13835,25	14

Приложение Ж

Гидравлические показатели промывки скважины

Таблица Ж.1 – 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 см² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	40	Бурение	0,35	0.043	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	17,5	38,2	0,37
Под кондуктор									
40	700	Бурение	0.74	0.079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	12,7	60,9	1,76
Под эксплуатационную колонну									
700	2520	Бурение	0.70	0.085	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	11,1	64,1	1,89
Отбор керна									
2463	2503	Отбор керна	0,93	0.085	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	11,1	45,8	0,97

Таблица Ж.2 – 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 цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	40	Бурение	УНБ-600	2	90	160	165	0,85	65	26,77	53,55
40	700	Бурение	УНБ-600	2	90	160	165	0,85	65	26,77	53,55
700	2520	Бурение	УНБ-600	1	90	170	145	0,85	65	32	32
2463	2503	Отбор керна	УНБ-600	1	90	170	145	0,85	65	32	32

Таблица Ж.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	40	БУРЕНИЕ	27	13,8	0	3,1	0,1	10
40	700	БУРЕНИЕ	132,9	25,4	58,6	40,5	1,8	6,7
700	2520	БУРЕНИЕ	129,1	25,5	46,5	42,9	12,3	2,0
2463	2503	Отбор керна	76,4	13,0	0	38,0	23,4	2,0

Приложение И

Нормативная карта вертикальной разведочной скважины на нефтяном месторождении

Таблица И.1 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины на нефтяном месторождении

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	PT 393,7 P419-40-1	460	0,08	0-40	40	0,028	1,08	0,47	1,55
Бурение по кондуктору	TD 295,3 SVD 519-T1.2	810	0,81	40-700	660	0,028	18,48	9,44	27,92
Бурение под эксплуатационную колонну	TD 215,9 SVD 616 T1.2	310	1,3	700-2520	1820	0,032	58,24	37,19	95,43
Всего			2,19		2520		77,8	47,1	124,9
Крепление: -направления - кондуктора - эксплуатационная									3,92 18,6 30,5
Установка центров: -направления - кондуктора - эксплуатационная			3 26 69						0,03 0,26 0,69
ОЗЦ: -направления - кондуктора - эксплуатационная									8 48 48

Продолжение таблицы И.1

Разбуривание цементной пробки (10м): -направления - кондуктора - эксплуатационная				30-40 690-700 2510-2520					1,01 2,21 -
Промывка скважины (1 цикл): -направления - кондуктора - эксплуатационная									0,05 0,25 0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,84
Геофизические работы									25
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,56
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									294,75
Ремонтные работы (3,3 %)									9,72
Общее время на скважину									335,31

Приложение К
Сметный расчет на бурение скважины
Таблица К.1– Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Оплата труда буровой бригады при без- метражных работах (4 чел.), сут		27634,4	3,00	82903,16	-	-	-	-	-	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	2	428,32	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	128,496	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	-	1,99	458,3	3,98	915,2	18,4	4231
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	137,49	-	274,5	-	1269
Повременная з/п доп. Рабочих на заго- товку раствора в одну смену	сут	17,95	2	35,9	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	10,77	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	19,25	-	-	1,99	38,3	3,98	76,6	18,4	354,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	11,5	-	22,9	-	106,3
Повременная з/п слесаря	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	6,72	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1
Повременная з/п д эл/монтера	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	6,72	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п эл/монтера	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1
Повременная з/п вышкомонтажной бри- гады	сут	165,50	2	331	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	99,3	-	-	-	-	-	-
Содержание бурового оборудования	сут	222,28	2	444,56	1,99	442,3	3,98	884,67	18,4	4084,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,50	2	815	1,99	810,9	3,98	1621,85	18,4	7498

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Материалы и запасные части при бурении ГЗД	сут	153,75	-	-	-	-	3,98	611,93	18,4	2829
Содержание комплекта ГЗД	сут	122,28	2	244,56	1,99	242,2	3,98	486,6	18,4	2249,2
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2	61,72	1,99	61,41	3,98	122,8	18,4	567,8
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	2	45,72	1,99	45,5	3,98	90,9	18,4	420,6
Содержание средств диспетчерского контроля	сут.	8,9	2	17,8	1,99	17,7	3,98	35,42	18,4	163,76
Содержание ДЭС	сут.	15,25	2	30,5	1,99	30,34	3,98	60,695	18,4	280,6
Электроэнергия	кВт/сут.	140,5	2	281	1,99	279,6	3,98	559,19	18,4	2585,2
Содержание ЛЭП	сут.	26	2	52	1,99	51,7	3,98	103,48	18,4	478,4
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	2	912	1,99	907	3,98	1814,88	18,4	4682,4
Дежурство бульдозера	сут	177,60	2	355,2	1,99	353	3,98	706,88	18,4	3267,8
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	2	388,24	1,99	386	3,98	772,59	18,4	3571,8
Техническая вода	м3	2,9	-	-	22,8	66,12	109	316,1	114	330,6
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	1,44	108,5	4,6	346,8	5,3	399,62
Сода каустическая	т	220,5	-	-	0,02	4,41	0,1	22,1	0,32	70,56
Сода кальцинированная марки	т	77,5	-	-	0,02	1,55	0,06	4,65	0,06	4,65
Полиакриламид	т	215,6	-	-	-	-	5,7	1228,9	16,4	3535,8
КМЦ	т	1144	-	-	-	-	0,23	263,12	0,25	286
Биополимер	т	1350	-	-	-	-	0,9	1215	1	1350
ПАЦ НВ	т	800	-	-	-	-	-	-	1,5	1200
ПАЦ ВВ	т	1622	-	-	-	-	-	-	0,98	1605
Ингибитор	т	652	-	-	-	-	-	-	0,04	26,08
Смазочная добавка	т	536	-	-	-	-	-	-	0,2	107,2
ПАВ	т	692	-	-	-	-	-	-	0,2	138,4
Инкапсулятор	т	983	-	-	-	-	-	-	0,5	491,5
Экопак- СЛ	Т	865	-	-	-	-	-	-	0,36	311,4
Мраморная крошка	т	198,6	-	-	-	-	-	-	9,8	1940
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	25,3	-	-	24,2	612,26	120	3036	150	3795
Итого затрат зависящих от времени, руб			4740		5127		15717		35322	

Окончание таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от объема работ										
PT 393,7 P419-40-1	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-
TD 295,3 SVD 519-T1.2	шт	4852,7	-	-	-	-	0,3	1455,8	-	-
TD 215,9 SVD 616 T1.2	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58
PDC У6-215,9/100	шт	5232	-	-	-	-	-	-	0,32	1674,24
Калибратор 393,7 МС	шт	529	-	-	0,14	74,06	-	-	-	-
Калибратор 295,3 МС	шт	458,9	-	-	-	-	0,4	183,6	-	-
Калибратор 215 МС	шт	442,6	-	-	-	-	-	-	0,8	354,1
Транспортировка труб и долот	т	4,91	-	-	21,2	104,1	22,6	111	45,2	221,9
Транспортировка вахт, руб	смена	1268								
Итого затрат зависящим от объема работ, руб	-	-	0		575,74		1773,7		6799	
Всего затрат без учета транс- портровки вахт, руб	-	-	4740		5702,74		17490,7		42 121	
Всего по сметному расчету, руб	70054,44									

Таблица К.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от объема работ								
Башмак колонный БКМ-323,9	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-244,5	шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БКМ-168,3	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-
Центратор ЦПН-168,3/216	шт	18,7	-	-	-	-	86	1608,2
ЦКОДМ-323,9	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-244,5	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
КОДГ-168	шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-323,9	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-168,3	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементирующая ГЦУ-323,9	шт	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-244,5	шт	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-168,3	шт	2880	-	-	-	-	1	2880
Обсадные трубы 323,9х12,1	м	37,21	40	1488,4	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5х10,6	м	28,53	-	-	660	18829	-	-
Обсадные трубы 168,3х7,9	м	23,67	-	-	-	-	700	16569
Обсадные трубы 168,3х8,5	м	19,96					40	798,4
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-150	т	26,84	2,23	59,85	21,87	594,35	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-100	т	29,95	-	-	-	-	5,796	173,6
Техническая вода	м3	2,9	5	14,3	26,56	77	57,41	166,5
Заливка колонны, тампонажный цех	ар/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	6	875,94
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,77	21,87	131,4	56,9	342
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	2	72,8	2	72,8

Окончание таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	1	80,6	1	80,6
Работа ЦА-320М	шт	36,8	2	73,6	3	110,4	6	220,8
Работа УС6-30	шт	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2
Работа КСКЦ 01	шт	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	24	371,76	24	371,76	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3
Транспортировка вахт, руб		1268						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб	-	-	6770		25494		26123	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	1							
Всего по сметному расчету, руб	58387							

Приложение Л
Сводный сметный расчет
Таблица Л.1 - Сводный сметный расчет

№	№ смет-ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость тысяч рублей
			Прямые затраты
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	61121
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	229
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12192
Итого по подготовительным работам			73542
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	151301
5	2.2	Разборка и демонтаж	1210
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	450
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	140
Итого по вышкостроению и монтажу			153101
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	49726
9	3.2	Крепление скважины	118103
Итого по бурению и креплению			167829
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	7190,4
11	4.2	Испытание объекта	42595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3418
Итого по испытанию			53203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	24313
Итого по промыслово-геофизическим работам			24313
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	12238
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	1790
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	40910
Итого по разделу VI			54938
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			526926
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	131731
Итого по разделу VII			131731

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	32932
Итого по разделу VIII			32932
ИТОГО с накладными и плановыми			691589
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	169439
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	30429
21	9.3	Северные льготы 2,98%	12128
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	3315
23	9.5	Авиатранспорт	43447
24	9.6	Транспортировка вахт	9618
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32632
Итого прочих затрат и работ			335331
ИТОГО по разделам I-IX			1046920
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	25126
ИТОГО			1072046
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X	2144
Итого по подрядным работам			2144
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1074190
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.			219349598
НДС 18 %			39482927
ВСЕГО с учетом НДС			258 832 526