

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое
 дело Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3220 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3220)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Панго Сергей Александрович		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		15.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		15.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		18.06.2021

Томск – 2021 г.

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое
 дело Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____Максимова
 Ю.А.(Подпись) (Дата)
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
<small>(бакалаврской работы, дипломного проекта работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б72Т	Панго Сергей Александрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3220 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-62/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Применение циркуляционных переводников

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Трубченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Ассистент, Аверкиев Алексей Анатольевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Очистка ПЗП при ГРП	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Панго Сергей Александрович		18.03.2021

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	40
14.05.2021	3. Очистка ПЗП при ГРП	15
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н		18.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Панго Сергею Александровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	специальность	Нефтегазовое дело/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>	Примерный бюджет проекта – 270 млн руб.; В реализации проекта задействованы 28 человек;
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент 30% Минимальный размер оплаты труда (на 13.06.2021) 12792 руб.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Расчет нормативной продолжительности строительства скважин</i>	Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *Организационная структура управления организацией*
2. *Линейный календарный график выполнения работ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г.	к.э.н, доцент		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Панго Сергей Александрович		18.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Панго Сергей Александрович

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3220 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технический проект на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 3220 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область) с использованием буровой установки БУ 3000/200 - ЭУК 1М. Рабочие зоны: зона роторного стола, зона работы верхового, блок ЦСГО, блок приготовления БР, насосный блок, блок БДЕ, блок ПВО.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. - статья 147 Трудового Кодекса РФ глава 47 настоящего кодекса. - - правила безопасности при геологоразведочных работах ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны» ГОСТ 21.602-2016 «Отопление, вентиляция, кондиционирование»

	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое" ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - пожаровзрывобезопасность
3. Экологическая безопасность:	- К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники - Гидросфера: поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды - Литосфера: загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	возможные ЧС -лесные пожары; -газонефтеводопроявления (ГНВП); -взрывы ГСМ; -разрушение буровой установки; наиболее типичная ЧС является газонефтеводопроявления (ГНВП)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Панго Сергей Александрович		18.03.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 86 страницы без учета приложений, 17 рисунков, 44 таблиц, 41 литературных источника, 5 приложений.

Данная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, скважина, нефть охрана окружающей среды, ресурсоэффективность.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 3220 метров на нефтегазовом месторождении (Тюменская область).

Цель работы – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3220 м на месторождении Тюменской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины;
2. Спроектировать процессы углубления скважины;
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин;
4. Рассмотреть способы очистки ПЗП при ГРП и необходимое оборудование.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины;
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «Бурсофтпроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЗП – призабойная зона пласта;

КНБК– компоновка низа бурильной колонны;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируочный агрегат.

Оглавление

Реферат	8
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	9
Введение.....	13
1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	15
1.1. Геологическая характеристика разреза скважины.....	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	15
1.3 Зоны возможных осложнений	17
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	18
2.1 Обоснование конструкции скважины	18
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	18
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	19
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	21
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	21
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	22
2.2.1 Выбор способа бурения.....	22
2.2.2. Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	25
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	26
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	29
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок буровой колонны.....	31
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	35
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	41
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	44
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	44
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	44
2.3.2 Конструирование обсадной колонны по длине	49
2.3.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	50
2.3.4 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	51
2.3.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	55

2.4	Выбор буровой установки.....	59
3	Очистка ПЗП при ГРП.....	60
3.1	Технологии и способы очистки ПЗП при ГРП	61
3.2	Оборудование для очистки ПЗП при ГРП.....	63
3.3	Проблемы и способы решения при очистке ПЗП при ГРП	66
3.4	Вывод.....	67
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	68
4.1	Основные направления деятельности ПАО «Подзембургаз»	68
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	71
4.2.2	Расчет нормативного времени на механическое бурение	72
4.2.3	Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	74
4.2.4	Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	76
4.2.5	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента ..	76
4.2.6	Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	76
4.2.7	Расчет нормативного времени на геофизические работы	78
4.2.8	Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	79
4.2.9	Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	79
4.3	Линейный календарный график выполнения работ.....	80
4.3.1	Оплата труда	81
4.3.2	Отчисления на социальное страхование.....	83
4.4	Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....	83
4.4.1	Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	83
4.4.2	Расчет технико-экономических показателей	84
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	86
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
5.2	Производственная безопасность.....	88
5.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	89
5.4	Вывод по разделу	96
	Заключение.....	97
	Список использованных источников	100

Приложение А	104
Приложение Б	109
Приложение В	116
Приложение Г	118
Приложение Д	129

Введение

Строительству нефтяных и газовых скважин сопутствует множество проблем, которые влияют на рентабельность строительства и разработки месторождения в целом, а также получения достоверных геологических данных месторождения и сроков выполнения строительства.

Анализ геологических условий позволяет составить полную картину о месторождении. Разрез скважины преимущественно состоит из глин, алевролитов, аргиллитов, песка и песчаников. Продуктивные пласты расположены в горелой свите, которая образована битуминозными аргиллитами от темно-серых до черных, с остатками углистого детрита, песчаниками, гравелитами, конгломератами серыми, светло-серыми, буровато-серыми, с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов.

На протяжении всей скважины встречаются мягки, мягкие с поропластами средних и средние породы, сложенные из глин, песчаников, аргиллитов, алевролитов и известняков.

В верхнем интервале скважины присутствует высокий коэффициент кавернозности, данный коэффициент необходимо учитывать для эффективного цементирования во избежание межпластовых перетоков, но кроме этого в процессе бурения можно столкнуться с рядом проблем, а именно: интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины, поглощение бурового раствора, прихватопасные зоны, нефтеводопроявления. Для избежания данных осложнений рекомендуется придерживаться проектных параметров, которые рассчитаны в данной работе.

В интервале продуктивных пластов присутствуют аномально высокое пластовое давление, присутствуют интервалы, несовместимые по условиям бурения. максимальная температура на забое 120 °С. Продуктивные пласты в интервале 3180-3190 метров представлен непроницаемыми аргиллитами, плотностью 2600 кг/м³, глинистостью 100%. Свободный дебит составляет 150 т/сут.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3220 метров на месторождении Тюменской области с учетом данных геологических условий.

В специальной части рассмотрены способы очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) при гидроразрыве пласта (ГРП).

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1. Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А. Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–3220 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород наблюдается интервалы несовместимых по условию бурения, необходимость в спуске промежуточной (технической)

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 1 и 2.

Таблица 1 – Нефтегазоносность

Индекс пласта	Интервал, м		Тип флюида	Плотность, кг/м ³	Относительная плотность газа по воздуху	Подвижность, Да / сПз	Содержание серы / парафина, %	Дебит, т/сут.	Тпл, °С	Газовый фактор, м ³ /т	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности пластового давления	Давление насыщения нефти газом, МПа
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
АС7	2398	2452	нефть	809	–	до 1,15	0,48/2,30	–	86	33	24,0	1,02	7,8
ЮС10	3180	3240	нефть	670	–	до 12,5	0,09/1,2	150	120	188	38,5	1,25	17,3

*Плотность нефти указана в пластовых условиях.

Таблица 2 – Водоносность

Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Дебит, м ³ /сут	Тип воды по составу	Минерализация общая, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8
Палеоген-четвертичный водоносный комплекс							
0	280	поровый	1000	до 400	Хлоридно-натриевый	0,1-0,35	да
Альб-сеноманский водоносный комплекс							
1120	1620	поровый	1005	до 100	Хлоридно-кальциевый	6,5-11,4	нет
Аптский водоносный комплекс							
1680	1980	поровый	1007	до 200	Хлоридно-натриевый, гидрокарбонатно-натриевый	7,2-14,5	нет
Неокомский водоносный комплекс							
2090	2200	поровый	1007	до 200	Хлоридно-кальциевый	9,7-12,3	нет
Юрский водоносный комплекс							
2990	3100	поровый	1004	до 100	Гидрокарбонатно-натриевый	7,3-15,0	нет

Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 5 водоносными, 2 нефтеносными пластами.

Давления и температуры по разрезу скважины, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Давления и температуры по разрезу скважины

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

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу, поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, кавернообразование, прихватоопасные зоны, сальникообразование. Осложнения представлены в приложении А.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 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.

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

Для разведочных и параметрических скважин, где предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, необходимо проектировать забой закрытого типа [1]. Данный способ заканчивания позволяет добиться качественного крепления стенок скважины, избежать заколонных перетоков, а также сохранить ствол скважины до проведения последующих работ (нередко разведочные скважины переводят в эксплуатационные или нагнетательные). На рисунке 1 представлена конструкция забоя закрытого типа.

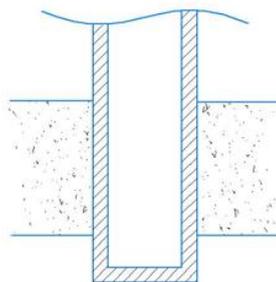


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 2).

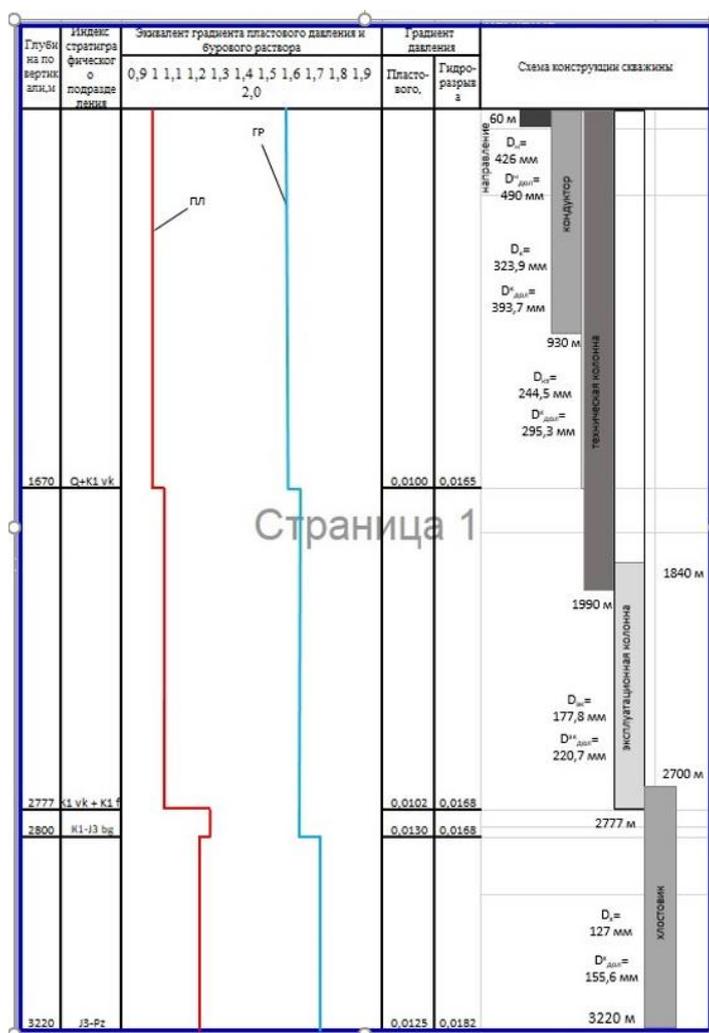


Рисунок 2 – График совмещенных давлений

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия зон осложнения (обвал стенок скважины) (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 50 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м [5-6].

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти.

В моём варианте имеется два пласта: с нефтью, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение. В таблице 4 представлен расчет глубины спуска кондуктора.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	АС7	ЮС1
Лкр	2398	3180
Гпл	0,102	0,125
Ггрп	0,165	0,168
ρн	809	670
Расчетные значения		
Пластовое давление	24,46	39,75
Лконд min	690	1990
Запас	1,09	1,08
Принимаемая глубина	1990	

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 1990 м.

Следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 1990 м. С учетом спуска технической колонны нет необходимости спускать кондуктор до глубины 1990 м и достаточно спустить на глубину 930 м, чтобы перекрыть первичные интервалы возможных осложнений.

Эксплуатационную колонну спускают до кровли пласта. Глубина спуска составляет 2777 м.

В моем варианте имеется пласт с АВПД, поэтому проектируется потайная колонна (хвостовик). Глубина спуска хвостовика составляет 520 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 930 м.

Техническая колонна цементируется на всю длину, т.е. на 1990 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 937 м.

Хвостовик не цементируется, подвесное и герметизирующее устройство должно устанавливаться выше башмака предыдущей обсадной колонны не менее чем на 75 м для нефтяных скважин. Для подвески хвостовика выбираем ПХН2 127/178.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под хвостовик принимаем равным $D_{\text{хв}}=127,0$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

В данном разделе необходимо определить максимальное давление опрессовки, оно должно быть, как минимум больше, чем на 10% давления, которое возникает при ликвидации газонефтепроявлений и открытых фонтанов.

Расчёты были проведены исходя из методических указаний, представленных в методичке «Проектирование конструкций скважины».

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);

- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Колонная головка для проектируемой скважины должна работать с допустимым давлением 35 Мпа, конструкция колонной головки должна включать 3 диаметра обвязываемых колонн (168, 245, 324). Для данной конструкции скважины подходит колонная головка ОУС-35-168x245x324 К1 ХЛ

Противовыбросовое оборудование будет устанавливаться на техническую колонну, ОП выбираем 6-й схемы, так как при вскрытии нефтяного пласта ожидается АВПД, диаметр долота для бурения эксплуатационной колонны = 220,7 мм., следовательно, выбираем ОП6-350/80x35.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

Технико-экономическая эффективность проекта на строительство нефтяной скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и горно-геологических условий бурения.

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, эксплуатационную, техническую колонну и хвостовик выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 5 [3].

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	роторный
60	930	гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
930	1990	гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1990	2777	гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2777	3270	гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
3170	3200	роторный (Отбор керна)

2.2.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, техническую, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов [2.3.4.10]. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м	0–60	60–930	930-1990	1990–2777	2777–3220
Шифр долота	III 490 М-ЦВ-ПГВ	БИТ 393,7 В 419 ТСР	БИТ 295,3 В 516 УСМ.08	БИТ 220,7 В 713 УМ	БИТ 155,6 В 813 УМ
Тип долота	шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	490	393,7	295,3	220,7	155,6
Тип горных пород	М	М+МС	МС	МС	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 171	3 152	3 117
	API	6 5/8	6 5/8	16 5/8	4 1/2

Продолжение таблицы 6

Длина, м		0,40	0,445	0,48	0,40	0,25
Масса, кг		300	176	90	24	17
G, тс	Рекомендуемая	15,3-31,6	5-12	2-10	2-10	2-10
	Предельная	31,6	12	10	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	300-40	80-400	80-400	60-400	60-400
	Предельная	300	400	400	400	400

где G – осевая нагрузка на долото, тс;

n – линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно [11].

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под техническую колонну проектируется долото PDC марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Для бурения интервала под хвостовик проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото. Результаты расчетов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-60	60-930	930-1990	930-2777	2777-3220
Исходные данные					
Дд, см	49	39,37	29,53	22,07	15,56
Гпред, тс	31,6	12	10	10	10
Результаты проектирования					
Гдоп, тс	25,28	9,6	8	8	8
Гпроект, тс	7	8	8	10	8

где Дд – диаметр долота, см;

Гпред – предельная осевая нагрузка на долото, тс;

Гдоп – дополнительная осевая нагрузка на долото, тс;

Гпроект – проектируемая осевая нагрузка на долото, тс.

Для направления была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для кондуктора, технической, эксплуатационной колонны и хвостовика были выбраны максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 8 [4.10].

Таблица 8 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м	0-60	60-930	930-1990	1990-2777	2777-3220	
исходные данные						
$V_{д}$, м/с	3,4	2	2	1,5	1,5	
$D_{д}$	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	490	393,7	295,3	220,7	155,6
результаты проектирования						
n_1 , об/мин	133	97	129	130	184	
$n_{стат}$, об/мин	40-60	100-160	100-180	140-200	120-220	
$n_{проект}$, об/мин	60	140	160	180	200	

где $V_{д}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

n_1 – оптимальная линейная скорость на периферии долота, об/мин;

$n_{проект}$ – проектная линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектовано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора, технической, эксплуатационной колонны и хвостовика были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. 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.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 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 техническую колонну принимается 50 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 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 13 л/с. В таблице 9 представлен расчет расхода бурового раствора.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-60	60-930	1990-2777	1990-2777	2777-3220
Исходные данные					
Д _д , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
К	0,65	0,65	0,65	0,65	0,3
К _к	1,3	1,2	1,1	1,1	1,05
V _{кр} , м/с	0,15	0,15	0,15	0,15	0,1
V _м , м/с	40	35	30	30	25
d _{бт} , м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089
d _{мах} , м	0,0238	0,0206	0,0175	0,0119	0,0071
d _{нмах} , м	0,0238	0,0206	0,0175	0,0119	0,0071
n	3	3	5	5	3

Продолжение таблицы 9

$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,75	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,12	1,12	1,14	1,46	1,4
$\rho_{п}$, г/см ³	1,95	2	2,2	2,3	2,39
Результаты проектирования					
Q_1 , л/с	123	79	44	25	6
Q_2 , л/с	113	68	39	17	8
Q_3 , л/с	88	55	42	26	13
Q_4 , л/с	42	36	52	35	13
Области допустимого расхода бурового раствора	20-45	36-79	28-52	21-35	10-13
Запроектированные значения расхода бурового раствора	45	70	50	35	13

где D_d – диаметр долота, м;

K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

K_k - коэффициент каверзости;

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

V_M – механическая скорость бурения, м/с; $d_{бт}$ – диаметр бурильных труб, м;

$d_{Нmax}$ – максимальный внутренний диаметр насадки (промывочных отверстий), м;

n – число насадок (промывочных отверстий);

$V_{кпмин}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с;

$V_{кпmax}$ – максимальная допустимая скорость восходящего потока, м/с; ρ_p – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³; $\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м²;

Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с;

Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора, исходя из условия предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

Под направление выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости. Под кондуктор и техническую колонну выбран максимальный расчетный расход обеспечивающий необходимую очистку ствола скважины, вынос шлама, минимальный расход на насадках и предотвращение прихватов. При бурении под эксплуатационную колонну выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости, который близок к расчетным значениям.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 10 [4.10].

Таблица 10 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

1		2	3	4	5	6
Интервал, м		0-60	60-930	930-1990	1990-2777	2777-3220
Исходные данные						
Дд	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
–	мм	490	393,7	295,3	220,7	155,6
Gос, кН		69	78	78	98	78,48
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
Дзд, мм		–	315	236	177	124
Мр, Н*м		–	4022	3046	2856	1661
Мо, Н*м		–	197	148	110	78
Муд, Н*м/кН		–	49	37	28	20

Для интервала бурения 60–930 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДР-286.3.60 IDT с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и

прямо- линейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы [8].

Для интервала бурения 930–1990 метров (интервал бурения под техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель ДР-240.5.60 IDT с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы [8].

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-195.6.34, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород [8].

Для интервала бурения под хвостовик проектируется винтовой забойный двигатель ДР-127.6.33 IDT, который обеспечивает необходимые характеристики при разрушении средних и твердых горных пород [8].

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жид-кости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-286.3.60 IDT	60-930	286	8.23	2750	47-95	108-192	15,8	70-290
ДР-240.5.60 IDT	930-1990	240	8.4	2547	30-50	108-162	25,5	95-505
ДР-195.6.34	1990-2777	195	5.0	1995	20-35	180-240	11,5	96-180
ДР-127.6.33	2777-3220	127	4.5	1050	10-20	132-264	5	38-138

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «Бурсофтпроект».

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины, геологических условий, бурового раствора и ее конструкции. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, техническую колонну, эксплуатационную колонну и хвостовик применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки [12].

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б.

Расчёт бурильной колонны на прочность расположен в таблицах 12, 13.

Таблица 12 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захват.

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	60	ПК-127х9,19	127	Д	9,19	ЗП-162	28,53	0,891	7,431	2,16	5,63	16,04	16,8
бурение	60	930	ПК-127х9,19	127	Д	9,19	ЗП-162	894,46	27,93	36,52	2,1	2,71	3,8	3,94
бурение	930	1990	ПК-127х9,19	127	Д	9,19	ЗП-162	1972	61,56	65,37	1,38	1,6	1,9	1,97
бурение	1990	2777	ПК-127х9,19	127	Е	9,19	ЗП-162	2708	84,55	94,87	2,49	1,77	1,4	1,44
бурение	2777	3220	ПН-89х9,35	89	Е	9,35	ЗП-105	3089	56,54	64,81	2,13	1,43	1,27	1,32

Таблица 13 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	490,0					0,4		0,300	0,300			
	Калибратор	490,0	113,0				1,07		0,450	0,750			
	УБТ	203,0	100,0				30	0,1930	5,790	6,540			
	БТ	127,0	108,6	9,2	д	ЗП-162-92	28,53	0,0312	0,891	7,431	2,16	>10	5,63
Кондуктор													
60-930 Бурение КНБК №2	Долото	393,7					0,46		0,176	0,176			
	Калибратор	393,7	113,0				0,82		0,261	0,437			
	Двигатель	268,5					9,43		3,262	3,699			
	Калибратор	393,7	113,0				0,82		0,261	3,960			
	УБТ	203,0	100,0				12	0,1930	2,316	6,276			
	УБТ	203,0	100,0				12	0,1930	2,316	8,592			
	БТ	127,0	108,6	9,2	д	ЗП-162-92	894,46	0,0312	27,93	36,52		6,22	2,71
Техническая колонна													
930-1990 Бурение КНБК №3	Долото	295,3					0,48		0,090	0,090			
	Калибратор	295,3	113,0				0,85		0,200	0,290			
	Двигатель	240,0					8,65		2,320	2,610			
	УБТ	90,0	90,0				8,3	0,1454	1,207	3,817			
	БТ	127,0	108,6	9,2	д	ЗП-162-92	1972	0,0312	61,56	65,37	1,38	3,47	1,60

Продолжение таблицы 13

Эксплуатационная колонна													
1990-2777 Бурение КНБК №4	Долото	220,7					0,4		0,024	0,024			
	Калибратор	220,7	113,0				0,55		0,170	0,194			
	Двигатель	195,0					7,9		1,400	1,594			
	УБТ	178,0	90,0				60	0,1454	8,724	10,32			
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	2708	0,0312	84,55	94,87	2,49	2,69	1,77
Хвостовик													
2777-3220 Бурение КНБК №5	Долото	155,6					0,25		0,017	0,017			
	Калибратор	155,6	113,0				0,55		0,170	0,187			
	Двигатель	127,0					5,8		0,405	0,592			
	УБТ	120,0	64,0				120	0,0640	7,680	8,272			
	Яс гидрав. БТ	120,0 88,9	57,2 72,9	8,0	Е	ЗП-105-51	4 3089	0,0183	56,54	8,272 64,81	2,13	2,20	1,43

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Промывочная жидкость играет важную роль в эффективном бурении скважин. Она очищает забой скважину от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, передает энергию от насосов к гидравлическому забойному двигателю, а также выполняет ряд других важных функций, необходимых для качественного бурения.

Направление

При бурении интервала под направление 0 – 60 м в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, поглощение, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бentonитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бentonитового раствора представлен в таблице 14 [13.14].
Таблица 14 – Компонентный состав бentonитового раствора

Название материала	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Глино-порошок ПБМБ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	70
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	1
Барит	Регулирование плотности	362,5
ФХЛС	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 15 [13.14].

Таблица 15 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,346
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	<2

Кондуктор

Для бурения интервала 60 – 930 м под кондуктор рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин, в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 16 [13.14].

Таблица 16 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок ПБМБ	12
Каустическая сода	1
РАС-NV	0,4
Пеногаситель	1
РАС-LV	0,12
Reolub	5
Барит	436

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 17 [13.14].

Таблица 17 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,346
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Техническая колонна

Для бурения интервала 930 – 1990 м под техническую колонну рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин, в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 18 [13.14].

Таблица 18 – Компонентный состав ингибирующего раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок ПБМБ	35
Каустическая сода	0,5
Барит	1360
РАС-НV	2
Пеногаситель	0,2
РАС-LV	8
Reolub	4
Potassiumchloride	50

Таблица 19 – Технологические свойства ингибирующего раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,820
Условная вязкость, с	30-50
Пластическая вязкость, сПз	10-20
ДНС, дПа	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
рН	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

Эксплуатационная колонна

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глины. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины. Инкапсулированный буровой раствор прекрасно подходит для бурения интервалов (техническая, эксплуатационная колонна) насыщенных глинами.

Примерный компонентный состав инкапсулированного бурового раствора приведен в таблице 20 [13.14].

Таблица 20 – Примерный компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	0,3-0,4

Продолжение таблицы 20

Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4-5
Синтетический понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Утяжелитель	Регулирование плотности	40-45

После приготовления полимерный (инкапсулированный) раствор обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 21 [13.14].

Таблица 21 – Примерные технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

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

Хвостовик

Биополимерный безглинистый буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании филь-

трата в продуктивный пласт, что так же способствует сохранению проницаемости коллектора.

Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола.

Примерный компонентный состав биополимерного бурового раствора приведен в таблице 22 [13.14].

Таблица 22 – Примерный компонентный состав КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100
Закупоривающие материалы, кольматанты (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пенוגасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 23 [13.14]:

Таблица 23 – Примерные технологические свойства КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,07-1,08
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100

Продолжение таблицы 23

СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные [1.15-16].

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах 24, 25, 26.

Таблица 24 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Количество, шт	Диаметр, мм		
Под направление									
0	60	бурение	0,192	0,024	периферийная	3	15	84	208,5
Под кондуктор									
60	930	бурение	0,522	0,057	периферийная	3	17	102,4	484
Под техническую колонну									
930	1990	бурение	0,763	0,073	периферийная	5	12	88,5	265
Под эксплуатационную колонну									
1990	2777	бурение	1,266	0,091	периферийная	5	11	73,3	161
Под хвостовик									
2777	3220	бурение	0,899	0,065	периферийная	5	6	87,5	78,6
Отбор керна									
3170	3200	Отбор керна	1,369	0,091	периферийная	3	9;8x2	82	55,2

Таблица 25 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид Технологической операции	Тип	Количество, штук	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	
от (верх)	до (низ)										
0	60	бурение	УНБ-950	2	95	160	220,5	1,0	91	22,28	45
60	930	бурение	УНБ-950	2	95	170	192,6	1,0	125	34,85	70
930	1990	бурение	УНБ-950	2	95	150	252	1,0	115	25,02	50
1990	2777	бурение	УНБ-950	2	95	150	252	1,0	80	17,41	35
2777	3220	бурение	УНБ-950	1	95	140	293,4	1,0	65	12,38	13
3170	3200	Отбор керна	УНБ-950	1	95	140	293,4	1,0	65	12,38	13

Таблица 26 – 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	60	БУРЕНИЕ	59,4	48,6	0	2,5	0,1	10
60	930	БУРЕНИЕ	189,7	69,4	26,5	81,7	2	10
930	1990	БУРЕНИЕ	233,5	52,9	65,9	96	8,8	10
1990	2777	БУРЕНИЕ	207,7	46,3	42,3	79,6	29,6	10
2777	3220	БУРЕНИЕ	278,5	63,5	72,3	90,9	49,2	2,7
3170	3200	Отбор керна	243,8	58,0	0	127,3	55,2	2,7

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 27 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3170-3200	СК-127/80РС	2-5	60-120	18-25

Геолого-технический наряд представлен в приложении Д.

КНБК для отбора керна (3170–3200 м) представлена в приложении Б.

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

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

– Буферная жидкость: согласно рекомендации, к выбору буферной жидкости, представленной в РД 39-00147001-767-2000 [45] при данных геологических условиях и возможных осложнениях необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению.

– Так как данный тип буферной жидкости обычно обладает повышенной вязкостью относительно других, то будем использовать плотность 1030 кг/м^3 .

– Облегченный тампонажный раствор: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1450 кг/м^2 .

– Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1850 кг/м^2 .

Определение интервалов цементирования тампонажными растворами различной

плотности:

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 [1.17-18].

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

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

На рисунках 3, 4, 5, 6 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны, кондуктора, технической колонны, хвостовика соответственно.



Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

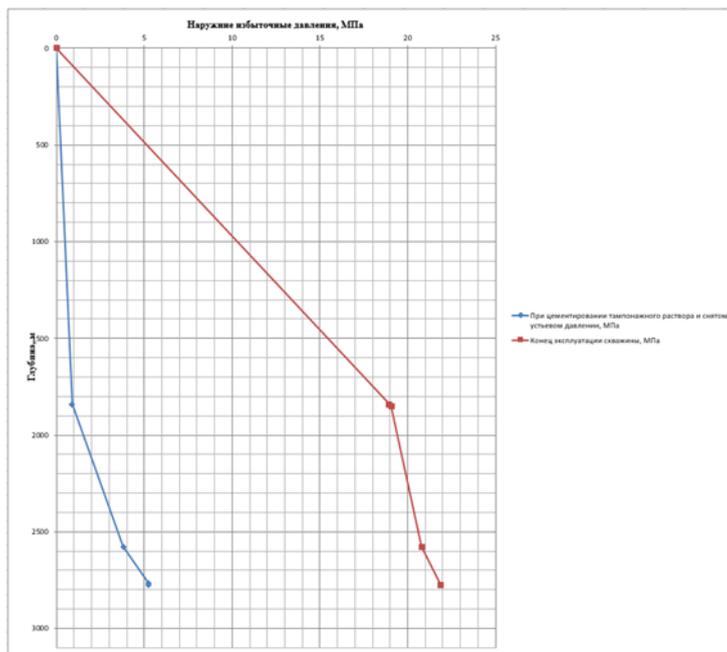


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

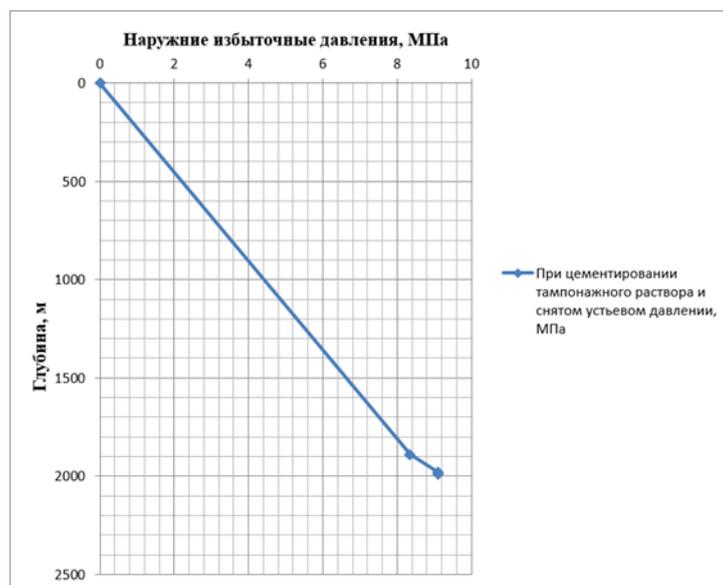


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

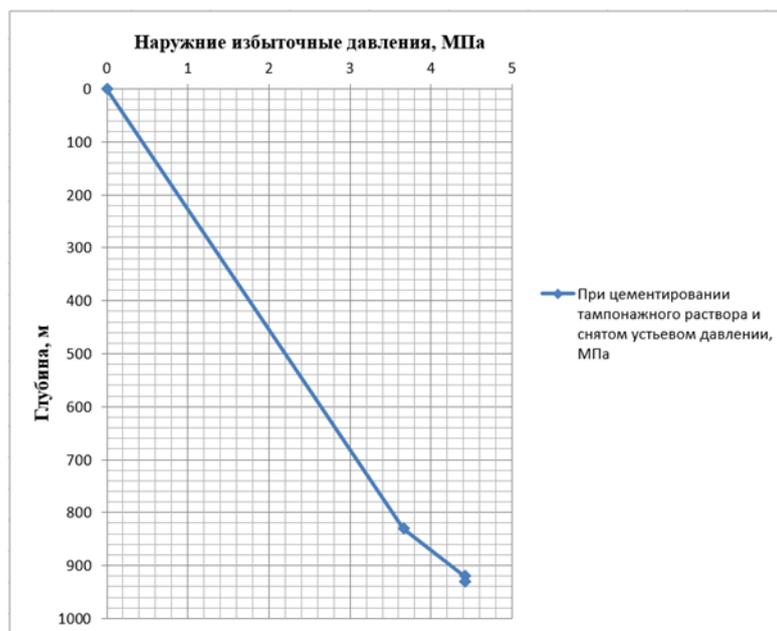


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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.

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 7, 8, 9, 10.

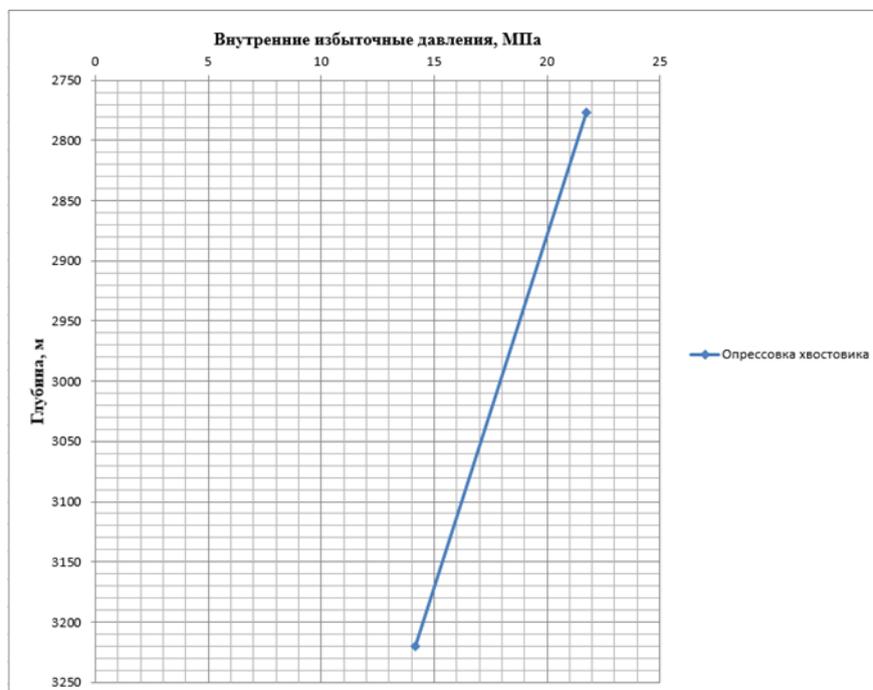


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика

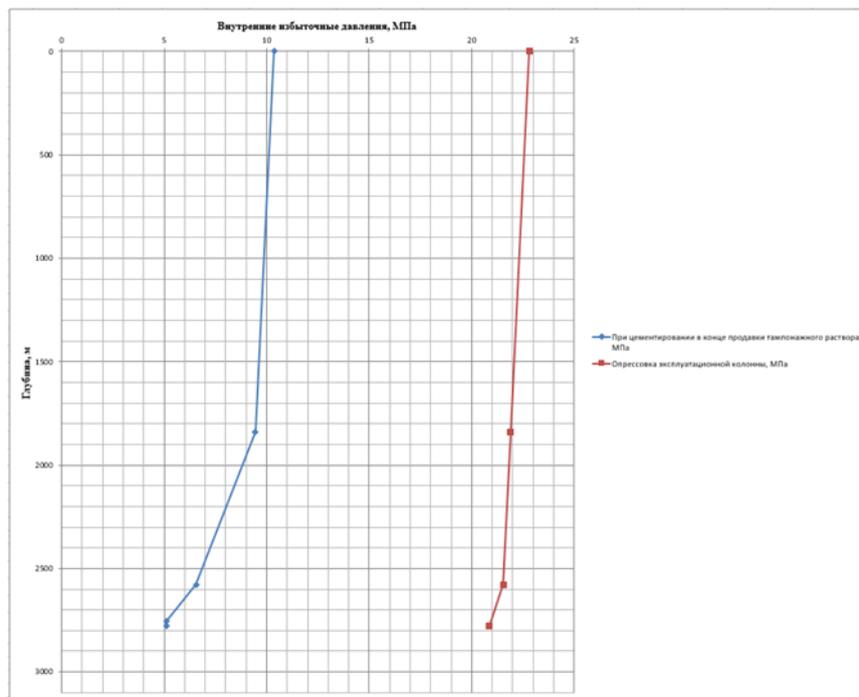


Рисунок 8 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

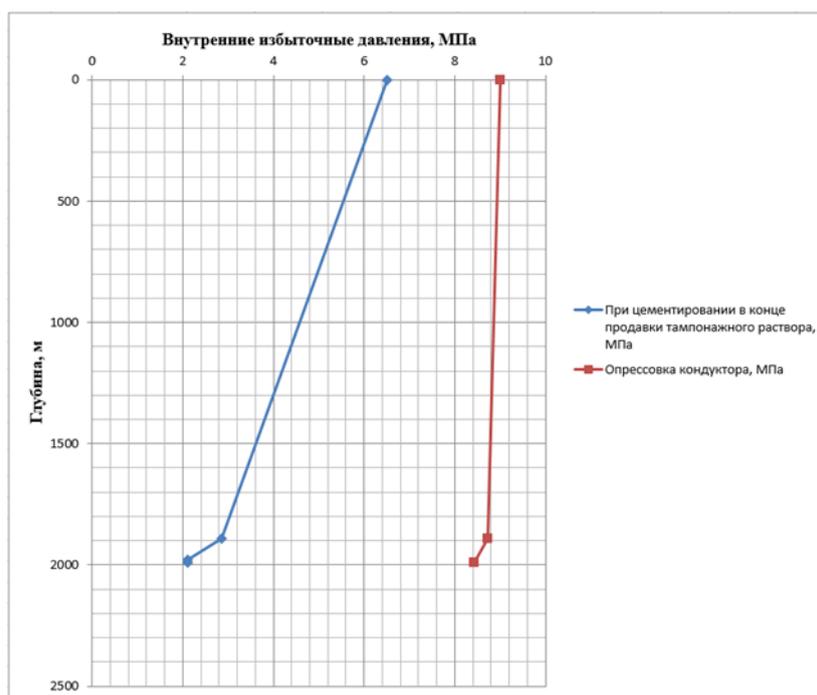


Рисунок 9 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической КОЛОННЫ

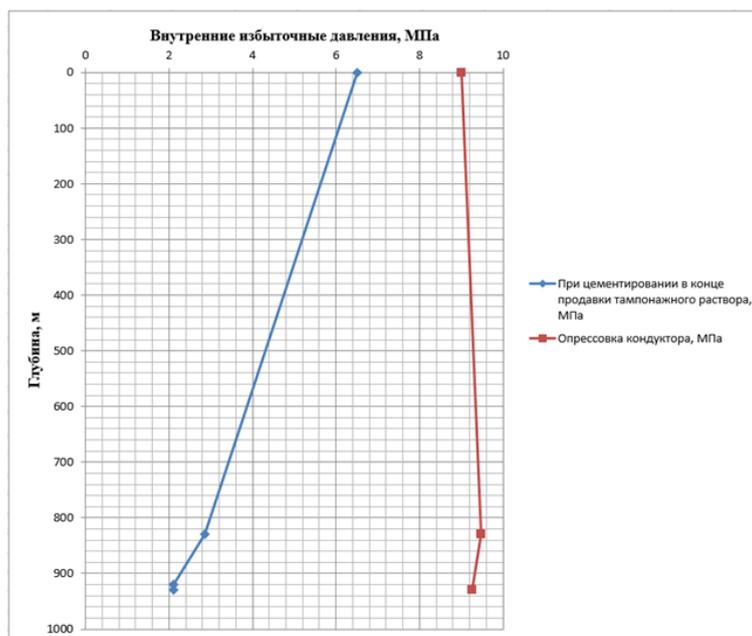


Рисунок 10 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.2 Конструирование обсадной колонны по длине

Произведя расчеты по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений» [3], были запроектированы секции, характеристики которых представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	60	104,4	6264	6264	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	930	67,2	62496	68760	0-930
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1990	47,2	93928	93328	0-1990
Эксплуатационная колонная								
1	ОТТМ	Д	10,4	2348	43	33397,6	123795,6	2777-2348
2	ОТТГ	Д	9,2	872	43	90398		2348-0
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	9,2	3220	26,7	85974	85974	2777-3220

2.3.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 29

Таблица 29. Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление 426 мм	Башмак БKM-426 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	Обратный клапан ЦКОД-426/490 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	Пружинные центраторы ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	55	2	4
		55	60	2	
Продавочная пробка ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1	
Кондуктор 323,9 мм	Башмак БKM-324 («Уралнефтемаш»)	930	930	1	1
	Обратный клапан ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	920	920	1	1
	Пружинные центраторы ЦПЦ-324-394 («НефтьКам»)	0	60	2	26
		60	930	22	
		925	930	2	
Продавочная пробка ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	930	930	1	1	
Техническая колонна 244,5 мм	Башмак БKM-245 («Уралнефтемаш»)	1990	1990	1	1
	Обратный клапан ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1980	1980	1	1
	Пружинный центратор ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	930	18	46
		930	1990	26	
		1985	1990	2	
Продавочная пробка ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1990	1990	1	1	

Продолжение таблицы 29

Эксплуатационная колонна 177,8 мм	Башмак БKM-178 («Уралнефтемаш»)	2777	2777	1	1
	Обратный клапан ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	2767	2767	1	1
	Пружинный центратор ЦПЦ 178/220 («НефтьКам»)	0	1990	40	62
		1990	2398	9	
		2398	2452	6	
		2452	2777	7	
	Турбулизатор потока ЦТ 178/220 («НефтьКам»)	2388	2462	8	8
Продавочная пробка ПРП-Ц-В 178 («Уралнефтемаш»)	2767	2767	1	1	
Продавочная пробка ПРП-Ц-Н 178 («Уралнефтемаш»)	2777	2777	1	1	
Хвостовик 127 мм	Башмак БKM-127 («Уралнефтемаш»)	3220	3220	1	1
	Обратный клапан ЦКОД-127 («Уралнефтемаш»)	3210	3210	1	1
	Пружинный центратор ЦПЦ-127/156 («НефтьКам»)	2700	2710	2	16
		2700	3180	12	
		3180	3190	1	
		3190	3220	1	
	Турбулизатор потока ЦТ 127/156 («НефтьКам»)	2388	2462	8	11
3170		3200	3		
Подвесное устройство хвостовика, центрируемое ПХГМЦ 127/178 «ЗЭРС»	2700	2700	1	1	

2.3.4 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснования способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле [3.17.19]:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (1)$$

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

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

$P_{гр} = 56.57$ МПа – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\text{ кп}}$

определяются по формуле:

$$P_{\text{гс кп}} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 2777 = 3.61 \text{ Мпа} \quad (2)$$

где, λ – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, равный 0,0013;

$L = 2777$ м – длина ствола скважины;

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{\text{гс кп}}$ определяется по формуле:

$$P_{\text{гс кп}} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{обл тр}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{н тр}} \cdot h_2) \quad (3)$$

$$\rho_{\text{буф}} = 1050 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{н тр}} = 1820 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{тр обл}} = 1400 \text{ кг/м}^3$$

$$h_1 = 1840 \text{ м};$$

$$h_2 = 200 \text{ м}$$

$$\begin{aligned} P_{\text{гс кп}} &= 9,81 \cdot (1050 \cdot 1840 + 1400 \cdot (2777 - 1840 - 200) + 1820 \cdot 200) \\ &= 32.65 \text{ Мпа} \end{aligned}$$

Проверка условий:

$$34.65 + 3.61 \leq 0,95 \cdot 48.96$$

$$38.26 \leq 46.57$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

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

$$V_{\text{б.ж}} = S_{\text{к.п.о.с}} \cdot V_{\text{в.п}} \cdot t \quad (4)$$

где, $S_{\text{к.п.о.с}} = 0.017 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

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

$t = 600$ с – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным $480 \div 600$ с при турбулентном течении).

$$V_{б.ж.} = 0,017 \cdot 0,5 \cdot 600 = 5.17 \text{ м}^3$$

Объём тампонажного раствора $V_{тр}$ (в м³) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{экд}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{квн}^2 - D_{экн}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эквн}^2 \cdot l_{ст}] / 4 \quad (5)$$

$$V_{т.р.} = 3,14 \cdot [(0,2207^2 \cdot 1,1 - 0,1778^2) \cdot (2777 - 1990) + (0,2266^2 - 0,1778^2) \cdot (1990 - 1840) + 0,1578^2 \cdot 10] / 4 = 22.04 \text{ м}^3$$

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

$$V_{н} = \frac{(D_{кдн}^2 \cdot k - D_{экн}^2 \cdot L_2) + D_{эквн}^2 \cdot 10}{4} = \frac{(0,2266^2 \cdot 1,1 - 0,1778^2 \cdot 200) + 0,1578^2 \cdot 10}{4} = 3.64 \text{ м}^3 \quad (6)$$

$$V_{обл} = 0,785 \cdot ((0,2266^2 - 0,1778^2) \cdot (1840 - 200)) + ((0,2207^2 \cdot 1,1 - 0,1778^2) \cdot (2777 - 1840 - 200)) = 18.4 \text{ м}^3$$

Расчёт необходимого количества продажной жидкости $V_{прод}$ (м³) выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эквн}^2 \cdot L - d_{эквн}^2 \cdot h_{ст}] / 4 \quad (7)$$

$$V_{прод} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot (0,2207^2 \cdot 2777 - 0,1578^2 \cdot 10) / 4 = 56,9 \text{ м}^3$$

Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора.

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{сух} = (K_{ц} \cdot \rho_{тр} \cdot V_{тр} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) \quad (8)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$G_{сух} = (K_{ц} \cdot \rho_{тр} \cdot V_{тр} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) = 4.99 \text{ т}$$

- Для облегченного

$$G_{сух} = (K_{ц} \cdot \rho_{тр} \cdot V_{тр} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) = 14.85 \text{ т}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_{в} = K_{в} \cdot G_{сух} \cdot m \quad (9)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$V_{в} = 1,08 \cdot 7,08 \cdot 0,4 = 2.15 \text{ м}^3$$

- Для облегченного

$$V_{в} = 1,08 \cdot 34,66 \cdot 0,85 = 13.63 \text{ м}^3$$

Таблица 30 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5.17	1,03	1050	1,04	МБП-СМ	72,1
		4,14	1050	4,15	МБП-МВ	62,1
Продавочная жидкость	56.9		1000	-	-	-
Облегченный тампонажный раствор	14.85		1450	13.63	ПЦТ-Ш-Об (4-6)-50	14846
					НТФ	5.94
Нормальной плотности тампонажный раствор	4.99		1860	2.15	ПЦТ-Ш-Об(4-6)-50	4986
					НТФ	2.04

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах [3.17]:

$$m = G_{сух} / G_{б} \quad (10)$$

G_б – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого»

- Для цемента нормальной плотности

$$m = 4.99 / 13 = 0,38 \text{ (требуется дозаторка цемента во время приготовления)}$$

- Для облегченного
 $m = 14.85/10 = 1.49$ (требуется дозатарка цемента во время приготовления)

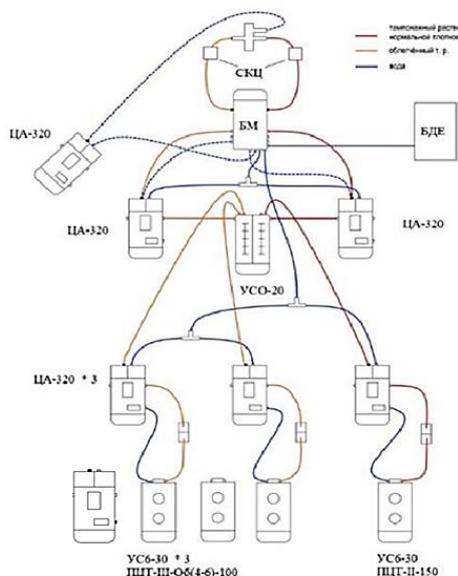


Рисунок 11 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Понадобится цементосмесительные машины – 4 шт.

Осреднительных установок типа УСО-20 – 1 шт.

Цементировочных агрегатов: ЦА–320 – 2 шт.

2.3.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

- Оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 1.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 39750000}{9,8 \cdot 3180} = 1339,285 \text{ кг/м}^3 \quad (11)$$

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

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па, (39,75 Мпа)

h – глубина испытываемого пласта, м. (3180-3190 м)

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

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

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внэк1} + V_{внэк2}) = 2(8,4 + 47,1) = 111 \text{ м}^3 \quad (12)$$

$V_{внэк1}$ – внутренний объем 1 секции ЭК, м³,

$V_{внэк2}$ – внутренний объем 2 секции ЭК, м³,

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 31 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 31 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./м	Количество спусков перфоратора
35	НКТ	Кумулятивная	ПКТ114 Длина: 150 м Заряд: ЗПКТ105Н - ТВ- СП1 Фазировка: 60 град	20	2

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается комплекс испытательного оборудования на трубах производства Schlumberger SCAR-M для закрытого ствола, IRVM-BAM для открытого ствола.

Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем арматуру фонтанную по схеме АФ4-65/50х35.

Фонтанной арматуры с подвешиванием скважинного трубопровода в трубной головке, с фонтанной елкой по типовой схеме 4, с условным проходом ствола 65 мм и боковых отводов 50 мм, на рабочее давление 35 Мпа.

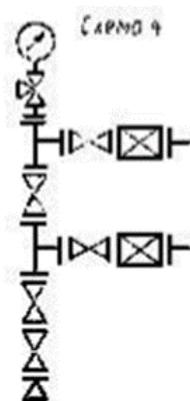


Рисунок 12 – Схема фонтанной арматуры

2.4 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Таблица 32 – Выбору БУ

БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	96,73	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 96,73
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	123,8	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	180 > 123,8
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	125,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	200/125,7 = 1,59 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Очистка ПЗП при ГРП

Любое воздействие на пласт, извлечение из него нефти осуществляется через ствол скважины. В призабойной зоне скважины (ПЗС) происходят интенсивно протекающие процессы. Линии токов при извлечении жидкости расходятся при закачке или сходятся как в единый узел. На эффективность разработки месторождения существенно влияет призабойная зона пласта, дебит скважины, а также влияет на приемистость нагнетательных скважин. Состояние призабойной зоны сказывается на пластовую энергию, которая используется для подъема скважинной жидкости.

В твердых породах эффективно использовать метод механической воздействия, для создания трещин в призабойной зоне скважины (ПЗС), что позволит отдаленные части пласта приобщиться к фильтрации.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – один из распространенных методов стимулирования добычи нефти или газа.

ГРП используют для создания искусственных трещин, так же для расширения естественных трещин, целью ГРП является улучшение сообщаемости между стволом скважины и трещинами, либо каналами в горной породе, для того, чтобы облегчить энергетические потери при добыче флюида.

ГРП проводится с очень большим расходом раствора жидкостей, и использованием сложной и разнообразной техникой, ГРП проводится при очень больших давлениях, которые могут достигать до 100 Мпа.

3.1 Технологии и способы очистки ПЗП при ГРП

Виброволновая технология

Для повышения продуктивности работы скважины на сегодняшний день используются разные методы добычи нефти. Наиболее технологичным и эффективным является метод воздействия с переменными давлениями. На основе этого был разработан прибор – волновой гидромонитор (ВГМ).

Данный метод заключается в том, что в его основе выполняется процесс поинтервальной очистки пласта жидкостью, создаваемый гидромонитором, который осуществляется через каждые 30 сантиметров. Данный процесс выполняется с разными импульсными перепадами давлений и низкими частотами. В процессе применения данного метода возможно восстановить продуктивность добывающих скважин в которых применялось ранее ГРП, а также в скважинах после бурения с проведенным ГРП. Опираясь на теоретический и практический опыт, были сформированы конкретные технологические требования к виброволновому методу. Для снижения конечного эффекта по скважинам недостаточно одних гидравлических ударов заданной силы и частоты. На основе этого определена принципиальная схема и физическая сущность воздействия виброволнового метода на призабойной зоны пласта (ПЗП) скважин с проведенным гидравлическим разрывом пласта (ГРП) для восстановления продуктивности.

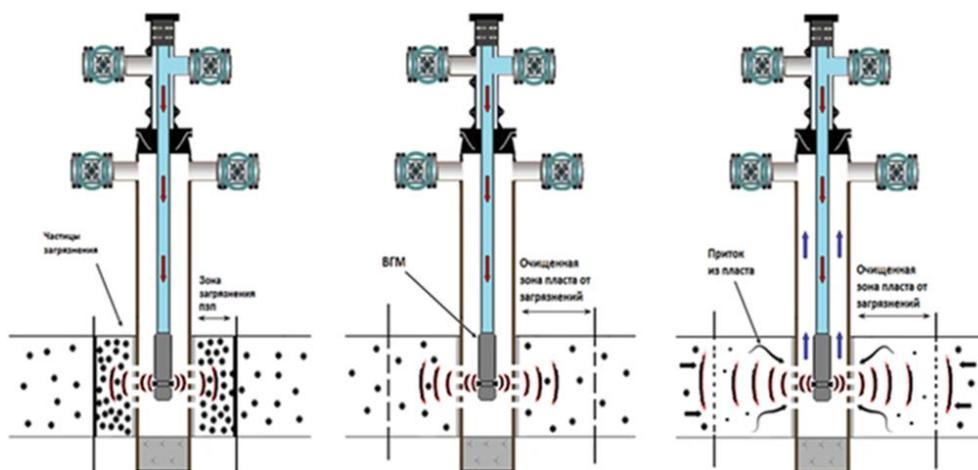


Рисунок 13 - Схема воздействия виброволнового метода на ПЗП скважин

Для достижения этих целей, необходимо: на первом этапе разрушить сложный состав загрязнения коллоидных растворов, гидравлическими импульсами давлений привести их в дисперсное взвешенное состояние в порах пласта; на втором этапе растворить максимально эти загрязнения кислотным составом в виброволновом режиме за счет колебаний давлений жидкости с низкой частотой; на третьем этапе оттеснить остатки частиц загрязнений рабочей жидкостью в колебательном режиме вглубь пласта за пределы призабойной зоны, тем самым очистить каналы для фильтрации пластовой жидкости к забою скважины.

Технология очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) на основе ГВЖ и специальных насадок

Существует технология очистки забоя скважин после проведения работ по гидроразрыву пласта (ГРП) с использованием комплексов очистки на основе гидровакуумной желонки (ГВЖ) и специальных насадок.

Желонка – конструктивный элемент колонны насосно-компрессорных труб (НКТ), выполняющий функции удаления с забоя и ПЗП пробок из песка, фрагментов выбуренной породы, пропанта и т.д.

На газовых скважинах ГВЖ не работает. Более эффективна ГВЖ на скважинах с низким пластовым давлением и высокой проницаемостью ПЗП, где очистка забоя промывкой осложнена или невозможна из-за высокой поглощающей способности пласта, где проходка может составлять до 100 м (при восстановлении забоя от пробки в эксплуатационной колонне до 146 мм).

Скважинная жидкость засасывается в приемную камеру вместе с извлекаемыми отложениями, в момент создания депрессии на пласт.

После выравнивания давления в камере и затрубном пространстве скважинная жидкость вместе с грязью удерживается обратным клапаном, крупные частицы удерживаются в ловителе, который подбирается в зависимости от состава объема крупных предметов, находящихся в скважине, и предоставляет из

себя трубу (L и Ø выбирается в зависимости от Ø эксплуатационной колонны) с пером и вваренными тросом для удерживания крупных фрагментов.

Очистка забоя скважины происходит путем создания гидроударов типа имплозии, до достижения требуемого эффекта. Процесс можно выполнять несколько раз.

Результатом очистки ПЗП является заполнение насосно-компрессорных труб жидкостью с извлекаемыми осадками.

3.2 Оборудование для очистки ПЗП при ГРП

Азотные станции ТГА - использование в технологии колтюбинга.

Колтюбинг предоставляет возможность безопасного выполнения работ в скважине, находящейся под давлением, с использованием непрерывной колонны труб, позволяет закачивать жидкости в скважину в любой момент времени независимо от положения или направления движения оборудования. Это обеспечивает значительные преимущества при решении целого ряда технических задач. Колтюбинг применяется в мировой нефтегазовой промышленности достаточно давно, однако для России это достаточно новая, но перспективная технология.

В зависимости от поставленных задач, диаметр труб колтюбинга может быть различным – от 19 мм (0,75 дюйма) до 114 мм (4,5 дюйма).

Оборудование для колтюбинга включает не только гибкие металлические трубы, но и различное внутрискважинное и наземное оборудование: колтюбинговый агрегат (в том числе катушку с трубами, инжекторную головку и др.), а также буровой насос, бустерную установку или специальные компрессоры для нагнетания инертного газа, технику для нагрева технологической жидкости, генератор инертного газа и разнообразное устьевое оборудование. Так же в состав колтюбингового оборудования могут входить всевозможные насадки, ВЗД, режущие инструменты, долотья, пакера, отклонители, и другие всевозможные приборы.

Колтюбинговые установки можно разделить на три типа, а это: тяжелый, средний и легкий.

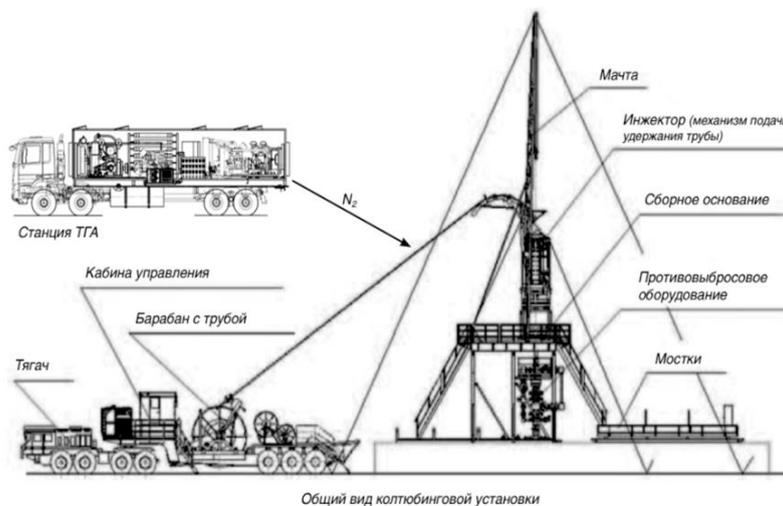


Рисунок 14 – Общий вид колтюбинговой установки

Гидрожелонка.

Гидрожелонка представляет собой конструктивный элемент колонны НКТ, функция которого удаление с (ПЗП) призабойной зоны пласта и забоя разбуренной породы, пропанта, песка и т.п.

Гидрожелонка работает по гидровакуумному принципу и конструктивно представлена двумя частями: подвижной и фиксированной. Подвижная часть включает корпус, состоящий из комплекса переводников, и муфты. Зафиксированная часть представлена переводником, верхним и нижним штоками, а также обтекателем. Важным конструктивным элементом гидрожелонки является клапанный узел, состоящий из нижнего полуштока, обтекателя и манжеты и уплотненный двумя сальниками. Такая простота конструкции позволяет обеспечить надежность и простоту обслуживания устройства.

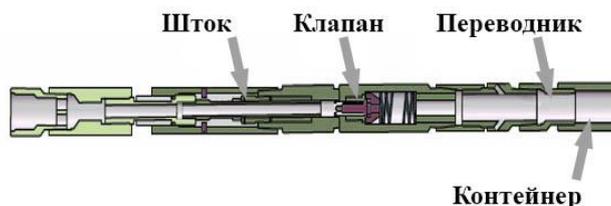


Рисунок 15 – Гидрожелонка

Перо гидромониторное

В эксплуатационных, разведочных, поисковых скважинах для промывки и ремонтно-восстановительных работ применяется перо гидромониторное.

Перо состоит из переводника, у которого в верхней части находится присоединительная резьба, корпуса, в котором находится вставка и заглушка с отверстиями в боковой части пера, так же воронки и пружины, во внутренней части воронки установлена форсунка, в которой выполнены наклонные к центру, сужающиеся для жидкости отверстия.

Перо гидромониторное предусматривает несколько режимов работы, первый режим — это промывка свободная, второй режим усиленный (интенсивный).



Рисунок 16 – Перо гидромониторное

3.3 Проблемы и способы решения при очистке ПЗП при ГРП

1. Не качественное оборудование может привести к аварийной ситуации, возможен слом колонны насосно-компрессорных труб.

- Данную проблему можно решить при помощи использования качественного, пригодного оборудования, имеющего специальный документ, подтверждающий пригодность данного оборудования к работе.

2. Человеческий фактор. Некомпетентность персонала при выполнении данных работ может привести к выходу из строя оборудования, а также аварийной ситуации.

- Для предотвращения данной проблемы руководству предприятия следует своевременно проверять уровень компетентности рабочей бригады.

3. Низкая эффективность выноса песчанной пробки или пропантовой пробки при очистке ПЗП. Так как промывочная жидкость забивает поры пласта, существенно становятся хуже коллекторские свойства продуктивного пласта и как результат этого снижается дебит продуктивного пласта.

- Использовать промывочную жидкость заданных параметров.

4. Не удастся провести промывку в скважинах сильным поглощением и с (АНПД) аномально низким пластовым давлением.

- Регулировать параметры промывочной жидкости.

3.4 Вывод

На основе материала, представленного ранее можно сделать вывод о том, что, от качества очистки призабойной зоны пласта зависит уровень и качество добываемой нефти, а также результативность разработки месторождения, приёмистость нагнетательных скважин и дебит добывающих и как следствие та пластовая энергия, которая используется для подъема пластовой жидкости скважины.

Влияние на (ПЗП) призабойную зону пласта выполняется с помощью различных методов, одним из которых является – гидроразрыв пласта.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Объектом исследования является планирование и формирование бюджета научных исследований для строительства разведочной скважины глубиной 3220 м расположенной в Тюменской области, это является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения исследований. Целью раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование нормативной карты для строительства разведочной скважины глубиной 3220 м в Тюменской области.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

1. Произвести расчет норм времени на производимые операции;
2. Спроектировать нормативную карту строительства разведочной скважины;
3. Произвести расчет сметы для строительства разведочной скважины.

4.1 Основные направления деятельности ПАО «Подзембургаз»

ПАО «Подзембургаз» - одно из старейших предприятий газовой отрасли. Дата его рождения - 16 февраля 1946 года, когда было подписано распоряжение Совета Народных Комиссаров СССР № 2066-Р «О создании в системе треста «Союзгазнефтеразведка» Союзной геолого-поисковой конторы (СГПК).

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.

В 1957 году СГПК становится первой и единственной в СССР организацией, специализирующейся, главным образом, на геологоразведочных работах для строительства скважин на подземных хранилищах природного газа, в первую

очередь, в водоносных пластах. В том же году была пробурена первая скважина для ПХГ в районе г. Калуга, а в 1958 году – в районе г. Щелково Московской области.

В 1962 году Приказом Главгаза СССР Союзная геолого-поисковая контора была преобразована во Всесоюзный трест разведочно-буровых работ – «Союзбургаз» (с 1974 года – производственное объединение «Союзбургаз»).

В 1967 году трест, помимо работ по строительству скважин на ПХГ в водоносных пластах, приступил к работам по бурению скважин на ПХГ, создаваемых в истощенных газовых месторождениях. Эксплуатационное бурение проводилось в разных географических регионах СССР: на Степновском, Елшано-Курдюмском, Песчано-Уметском – в районе г. Саратова; Канчуринском, Мусинском, Совхозном в Башкирии и Оренбуржье; Базайском – в Казахстане, Полторацком – в Узбекистане, Угерском, Дашавском, Опарском, Червоно-Партизанском, Олишевском – на Украине; Осиповичском и Прибугском – в Белоруссии.

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.

В 1991 году трест изменил свое название в связи с преобразованием в государственное предприятие «Бургазгеотерм» (с 1993 года – ДАО «Бургазгеотерм»). В 1998 году в целях создания единой буровой системы ОАО «Газпром» передает основной пакет акций ДАО «Бургазгеотерм» Буровой Компании ОАО «Газпром» - ООО «Бургаз», и предприятие приобретает новое название – ОАО «Подзембургаз». Приказом ОАО «Газпром» от 19 ноября 1999г. № 81 на данную организацию возложены функции Заказчика на выполнение геологоразведочных работ для создания ПХГ и подрядчика по строительству эксплуатационных скважин на действующих ПХГ.

С 1999 года ООО «Газпром бурение» является мажоритарным акционером ОАО «Подзембургаз».

В период с 2013 по 2014 года филиальная структура Общества переведена на единое штатное расписание и проектное управление. На базе двух филиалов «Приволжское управление буровых работ» (Саратовская область) и «Специализированное управление по строительству подземных хранилищ и бурению скважин» (Рязанская область) были созданы четыре проекта, с централизацией аппарата управления в г. Щелково (Московская область).

Для бурения, капитального ремонта, освоения и испытания скважин ПАО «Подзембургаз» имеет 12 стационарных буровых установок грузоподъемностью 75 - 250 т, а также 3 мобильных буровых комплексов грузоподъемностью 140 – 160 т. Буровые установки оснащены всем необходимым оборудованием как отечественного, так и импортного производства, позволяющим осуществлять строительство скважин различного профиля и сложности. Кроме того, ПАО «Подзембургаз» обладает собственной базой производственного обслуживания, способной выполнять весь спектр работ по техническому обслуживанию и ремонту бурового оборудования.

Организационная структура управления предприятием

На рисунке представлена организационная структура ПАО «Подзембургаз»



Рисунок 17 - Организационная структура предприятия

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. Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Исходные данные

Наименование скважины:	Нефтяная скважина (Тюменская область)
Проектная глубина, м:	3220
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор, техническую, эксплуатационную колонны и хвостовик	Совмещенный (ВЗД+РУС)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	Диаметр – 426 мм на глубину 60 м
- кондуктор	Диаметр – 323,9 мм на глубину 930 м
- техническая колонна	Диаметр – 244,5 мм на глубину 1990 м
- эксплуатационная	Диаметр – 177,8 мм на глубину 2777 м
- хвостовик	Диаметр – 127 мм на глубину 3220 м
Буровая установка	БУ - 3000 ЭУК-1М
Оснастка галевой системы	4x5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ – 950, 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-60 м	45
- в интервале 60-930 м	70
- в интервале 930-1990 м	50
- в интервале 1990-2777 м	35
- в интервале 2777-3220 м	13
Утяжеленные бурильные трубы(УБТ):	
- в интервале 0-60 м	УБТ 203x100 Д – 30 м
- в интервале 60-930 м	УБТ 203x100 Д – 18 м УБТ 178x90 Д – 24 м
- в интервале 930-1990 м	УБТ 178x90 Д – 48 м
- в интервале 1990-2777 м	УБТ 178x90 Д – 60 м

Продолжение таблицы 33

- в интервале 2777-3220 м	УБТ 120х64 Д – 120 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 60-930 м	ДР-286.3.60 IDT
- в интервале 930-1990 м	ДР-240.5.60 IDT
- в интервале 1990-2777 м	ДР-195.6.34
- в интервале 2777-3220 м	ДР-127.6.33 IDT
Бурильные трубы: длина свечей, м	
25	
- в интервале 0-60 м	ПК-127х9,19 Д
- в интервале 60-930 м	ПК-127х9,19 Д
- в интервале 930-1990 м	ПК-127х9,19 Д
- в интервале 1990-2777 м	ПК-127х9,19 Е
- в интервале 2777-3220 м	ПН-89х9,35 Е
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-60 м	Ш 490 М-ЦВ-ПГВ (121С)
- в интервале 60-930 м	БИТ 393,7 В 419 ТСР
- в интервале 930-1990 м	БИТ 295,3 В 516 УСМ.08
- в интервале 1990-2777 м	БИТ 220,7 В 713 УМ
- в интервале 2777-3220 м	БИТ 155,6 В 813 УМ

4.2.2 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 представлены в таблице 34 [21].

Таблица 34 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	60	60	0,011	620
2	60	930	870	0,083	1450
3	930	1990	1030	0,053	1470
4	1990	2777	787	0,055	1500
5	2777	3220	443	0,042	1750

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [36]

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (13)$$

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

H – количество метров в интервале, м. Для направления:

$$N = 60 \cdot 0,011 = 0,66 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,011	0,66
870	0,083	72,21
1030	0,053	54,59
787	0,055	42,285
443	0,042	18,606
Итого		188,351

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

$$n = H / П, \quad (14)$$

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

$$n = 60 / 620 = 0,09$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 36.

Таблица 36 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n
60	620	0,096
870	1450	0,6
1030	1470	0,7

Продолжение таблицы 36

787	1500	0,53
443	1750	0,3
Итого на скважину		2,226

4.2.3 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

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

Расчет производится по формуле 7.

$$T_{СПО} = П * n_{СПО}, \quad (15)$$

где $n_{СПО}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м; П – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 37 [12.22].

Таблица 37 – расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

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, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-60	490	620	11	24	0-60	0,0121	0,726
Кондуктор	60-930	393,7	1450	12	32	60-200	0,0122	1,708
						200-300	0,0133	1,33
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0146	1,46
						600-700	0,0155	1,55
						700-800	0,0158	1,58
						800-930	0,0160	2,08
Итого								12,628
Тех. колонна	930-1990	244,5	1470	23	32	930-1000	0,0162	1,134
						1000-1100	0,0166	1,66
						1100-1200	0,0177	1,77
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0190	1,90
						1400-1500	0,0193	1,93
						1500-1600	0,0199	1,99
						1600-1700	0,0210	2,10
						1700-1800	0,0230	2,30
						1800-1900	0,0233	2,33
						1900-1990	0,0240	2,16
Итого								19,224
Экс. колонна	1990-2777	177,8	1500	23	32	1990-2100	0,0246	1,60
						2100-2200	0,0252	1,66
						2200-2300	0,0255	1,77
						2300-2400	0,0256	1,88
						2400-2500	0,0259	1,90
						2500-2600	0,0260	1,93
						2600-2700	0,0199	1,99
						2700-2777	0,0210	2,10
Итого								37,55
Хвостовик	2777-3220	127	1750	12	32	2777-2900	0,0230	2,829
						2900-3000	0,0233	2,33
						3000-3100	0,0240	2,40
						3100-3220	0,0246	2,952
Итого								10,511
Итого:								80,675

4.2.4 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: $4*1=4$ мин; Кондуктор: $26*1=26$ мин; Техническая колонна: $46*1=46$ мин; Эксплуатационная колонна: $62*1=62$ мин; Хвостовик $16*1=16$ мин.

4.2.5 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч, кондуктора - 10 ч, технической колонны 18 ч, эксплуатационной колонны – 22 ч.

4.2.6 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. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_n - L_n, \quad (16)$$

где L_n – глубина направления, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м} \quad (17)$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (18)$$

для направления: $60 - 29 = 31$ м

кондуктора $930 - 29 = 901$ м

техническая колонна $1990 - 29 = 1961$ м

эксплуатационная колонна $2777 - 29 = 2748$ м

хвостовик $3220 - 29 = 3191$ м

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (19)$$

где l_c - длина одной свечи, м

$$N = 31 \setminus 25 = 1,24$$

$$N = 901 \setminus 25 = 36,04$$

$$N = 1961 \setminus 25 = 78,44$$

$$N=2748/25=109,92$$

$$N=3191/25=127,64$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции}} = N * 2 + 5 \quad (20)$$

$$T_{\text{секции напр}} = 1,24 * 2 + 5 = 7,48$$

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

1. Для направления: $T_{\text{напр.}} = 1,24 * 2 + 5 = 7,48$ мин;

2. Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 36,04 * 2 + 5 = 77,08$ мин.

3. Для эксплуатационной колонны: $T_{\text{т.к.}} = 78,44 * 2 + 5 = 161,88$ мин

4. Для эксплуатационной колонны: $T_{\text{эк.}} = 109,92 * 2 + 5 = 224,84$ 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:

$$\Sigma = 7,48 + 77,08 + 161,88 + 224,84 + 3 * (7 + 17 + 42) = 669,28 \text{ мин} = 11,2 \text{ ч.} \quad (21)$$

4.2.7 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.

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

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

4.2.9 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [22].

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 344,106 часов или 14,34 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6%.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$344,106 \times 0,066 = 22,7 \text{ ч} \quad (22)$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$344,106 + 22,7 + 25 = 391,806 = 16,33 \text{ суток.}$$

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 месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 38.

Таблица 38 – 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 39.

Таблица 39 – Линейно-календарный график работ

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

Условные обозначения к таблице:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания.

4.3.1 Оплата труда

При строительстве скважины применяется сдельно-премиальная оплата труда рабочих, в зависимости от их квалификации.

На основании данных по организации работ, типового состава бригад, а также проектных сроков по строительству скважины составляется фонд оплаты труда.

Для расчета с рабочими действуют следующие часовые тарифные сетки:

Тарифная сетка применяется при расчете с основным персоналом (буровой и пусконаладочной бригад).

Таблица 40 – Тарифная сетка

Основной персонал	Наименование структурного поведения	Разряд					
		1	2	3	4	5	6
Рабочие буровых и пусконаладочных бригад	Бригады бурения и ПНБ	50,20	55,14	60,38	65,25	70,25	87,35

Премиальные выплаты для рабочих и ИТР составляют 25% и 40% от тарифной ставки и должностного оклада соответственно.

Компенсационные выплаты включают в себя доплаты за работу:

- в праздничные дни 3%
- в вечернее время 20%
- за ночное время 40%

районные и северные надбавки в размере 30% и 50% вахтовые 200 руб/чел.дня.

Заработная плата буровой бригады представлена в таблице 41

Таблица 41 – Заработная плата буровой бригады

Затраты труда Человек-дня	Наименование профессии	Кол-во человек	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб/час	Стоимость вахточаса	Месячный тариф	Вечерние доплаты 20%	Ночные доплаты 40%	Праздничные доплаты 3%	Итого с доплатами	Премии, 40%, 25%	С районным коэффициентом 1,3	С северным коэффициентом 1,5	Вахтовые 200 руб/чел-дня	Итого начислено, руб	Продолжит работ, в месяцах
1,0	Буровой мастер	1	6	60	60	36700	7340	14680	1101	59821	14680	29360	12000	115861	1 месяц	
1,0	Помощник мастера	3	6	53	53	32890	6578	13156	988	53612	13156	26312	12000	105080		
1,0	Бурильщик	4	6	45	45	30600	6120	12240	918	49878	12240	24480	12000	98598		
1,0	Бурильщик	4	5	40	40	28320	5664	11328	850	46162	11328	22656	12000	92146		
2,0	Пом.бур	4	5	38	76	51680	10336	20672	1550	84238	20672	41344	24000	170254		
2,0	Пом.бур	4	4	33	66	44880	8976	17952	1346	73154	17952	35904	24000	151010		
0,5	Электромонтер	4	5	41	20,5	13940	-	-	418,2	14358,2	5576	11152	6000	37086,2		
0,5	Слесарь	2	5	37	18,5	12580	-	-	377,4	12957,4	5032	10064	6000	34053,4		
0,5	Лаборант	2	3	20	10	6800	-	-	204	7004	2720	5440	6000	21164		
	Итого	28												825252,6		

4.3.2 Отчисления на социальное страхование

Исходя из норм Налогового кодекса РФ, где прописаны тарифы страховых взносов, на социальные нужды необходимо перечислять 30 % от расходов на заработную плату. Отчисления определяется по формуле:

$$CC = ЗП_{\text{общ}} \times 30\% \quad (23)$$

где, CC – отчисление для социального страхования;

$ЗП_{\text{общ}}$ – общая сумма заработной платы.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 115861 \times 30\% = 34758,3 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 105080 \times 30\% = 31524 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряд} = 98598 \times 30\% = 29579,4 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 5 разряд} = 92146 \times 30\% = 27643,8 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 5 разряда} = 170254 \times 30\% = 51076,2 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 4 разряда} = 151010 \times 30\% = 45303 \text{ руб}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 37086,2 \times 30\% = 11125,86 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 34053,4 \times 30\% = 10216,02 \text{ руб}$$

$$\text{Лаборант} = 21164 \times 30\% = 6349,2 \text{ руб}$$

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{н}} * k \quad (24)$$

где $T_{\text{н}}$, - проектная продолжительность строительства скважины, ч; k – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \Delta t / (t_{\text{пр}} * t_{\text{кр}} * t_{\text{всп}} * t_{\text{р}}), \quad (25)$$

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

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

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
Направление	2,55	2,78	0,11
Кондуктор	45,64	49,74	2,07
Техническая колонна	32,4	35,32	1,47
Эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление:			
направление	3,56	3,92	0,16
кондуктор	16,0	17,44	0,73
техническая колонна	48,65	53,52	2,23
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	383,4	418,43	17,42

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Г.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении Г.

4.4.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (26)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч. б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{спо}), \quad (27)$$

где $T_{\text{спо}}$ - время спускоподъемных операций, ч. в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (28)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H / n, \quad (29)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{\text{с1м}} = (C_{\text{см}} - П_H) / H, \quad (30)$$

где $C_{\text{см}}$ – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_H$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 43.

Таблица 43 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3220
Продолжительность бурения, сут.	14,34
Механическая скорость, м/ч	17,1
Рейсовая скорость, м/ч	11,97
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	6737,5
Проходка на долото, м	1446,5
Стоимость одного метра	79117

В данном разделе произведены расчеты технико-экономических показателей проводки скважины, таких как: механической скорости, которая равна 17,1 м/ч, рейсовой скорости – 11,97 м/ч, коммерческой скорости – 6737,5 м/ст.- мес., расчет проходки на долото – 1446,5 м, расчет себестоимости одного метра строительства скважины – 79117 рублей.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3220 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область). В процессе проектирования были определены основные технологические параметры: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колонн и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для успешного строительства скважины при данных геологических условиях. В процессе строительства скважины выполняются различные виды работ: бурение и спуск обсадных колонн, спускоподъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, долив скважины, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, цементирование обсадных колонн, проведение геофизических исследований, освоение скважины, контроль процесса свабирования.

К возможным пользователям разработанного технологического проекта можно отнести буровые организации и организации, сфера деятельности, которых направлена на разработку рабочих проектов на строительство скважин.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [39]

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [40].

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» [36].

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.2000 N 162 [24].

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.2 Производственная безопасность

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

Таблица 44 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Движущиеся машины и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.4.026-2015
2. Повышенный уровень вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004
3. Отклонение показателей климата	-	+	+	ГОСТ 12.4.303-2016 ГОСТ EN 340-2012
4. Превышение уровней шума	+	+	-	ГОСТ 12.1.003-2014
5. Недостаток освещения	+	+	+	ПБ 08-624-03. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.

Движущиеся машины и механизмы

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому обязательно нужно провести инструктаж по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием каждого поступающего на работу человека; обеспечить медико- санитарное обслуживание. ГОСТ 12.2.003-91 [37] относится к основным документам, который регламентирует работу с движущимися механизмами.

Здесь описываются следующие требования:

- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие

травмирование;

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

Во избежание травм всем рабочим выдается спецодежда: защитная каска, сапоги, щитки защитные лицевые, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [35].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [34] опасные зоны должны быть оборудованы ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2015 [28] применяются инструкции, предупредительные надписи, плакаты по технике безопасности и знаки, а также используются сигнальные цвета.

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибростанки, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-2004 [32] «Вибрация. Общие требования безопасности».

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и

длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 мД (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м². С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. Для предотвращения получения теплового удара предусматривают ношение головных уборов. В зимнее время температура воздуха понижается до -50°С. К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ 12.4.303-2016 [25]. Основное требование к зимней спецодежде – это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ EN 340-2012 [39], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы. Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников.

Превышение уровней шума

Шум - беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры. Внезапные

шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибростата. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [25]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному.

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

Экологическая безопасность

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

Влияние на атмосферу

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

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

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. 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:

- сооружать водоотводы, накопители и отстойники,
- очистные сооружения для буровых и бытовых стоков,
- создать прочное цементное кольцо по всей длине обсадной колонны, чтобы исключить перетоки пластовых вод из одного пласта в другой.

Влияние на литосферу

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

Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву,

сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

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

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

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора.
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый 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 нужно:

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

- проверить состояние буровой установки, ПВО,
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

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

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

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

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

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

5.4 Вывод по разделу

Полученные и проанализированные результаты данного раздела имеют практическую значимость, так как их можно применять в развитии регулирования механизма социально-трудовых отношений, а также для создания безопасной и благоприятной атмосферы на производстве в процессе выполнения трудовых функций рабочими.

Применение на производстве полученных результатов позволит предотвратить возникновение травматизма рабочего персонала, позволит соблюдать микроклимат на рабочем месте, повысит уровень знаний в области производственной, экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3220 метров на месторождении Тюменской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, технической, эксплуатационной колонны и хвостовика. При этом была выбрана колонная головка муфтового типа, а схема обвязки ПВО – номер 6.

Для рентабельного и эффективного строительства скважины были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из геологических условий и опыта бурения скважин в данном регионе для бурения интервала под направление запроектировано шарошечное долото, для бурения интервала под кондуктор, техническую, эксплуатационную колонну и хвостовик запроектировано PDC долото, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку. Для экономии денежных средств и быстрого сооружения скважины при бурении интервалов под кондуктор, техническую, эксплуатационную колонну и хвостовик применяются винтовые забойные двигатели ДР-286.3.60 IDT, ДР-240.5.60 IDT, ДР-195.6.34 IDT, ДР-127.6.33 IDT.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Под направление, кондуктор, техническую, эксплуатационную колонну было выбрано два насоса УНБТ-950, а под хвостовик и отбор керна один. Данный выбор обеспечивает максимальный расход бурового раствора на данных интервалах.

Для предотвращения осложнений и обеспечения условий для максимальной скорости проходки в процессе бурения под направление был выбран бентонитовый буровой раствор, под кондуктор был выбран полимер глинистый раствор, под техническую колонну был выбран полимер глинистый раствор. Под эксплуатационную колонну был выбран полимерный (инкапсулированный) раствор, выбор данного раствора обосновывается тем что данный раствор подходит для бурения глин, характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью, способен разжижаться до вязкости близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких. Под хвостовик был выбран КС/полимерный (биополимерный) раствор это обусловлено тем,

что данный раствор минимизирует воздействие на горную породу, в том числе и на коллекторские свойства пласта, что крайне важно при дальнейшей его разработке.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. За счет разделения обсадных колонн на две секции и уменьшения в одной из них толщины стенки была достигнута экономическая эффективность без потери требуемых характеристик. Группа прочности Д, а для требуемой герметичности выбираются трубы типа ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементировки эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементировки с двумя пробками. Для крепления скважины используется двух составной цемент, первый компонент имеет хорошие моющие свойства, второй обеспечивает хороший смыв глинистой корки. Для экономии денежных средств в процессе цементировки скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется при помощи перфорации продуктивного интервала. Для проведения перфорации скважины было выбрано перфорационное оборудование ПКТ114. Для проведения испытания пласта в закрытом

стволе было выбрано оборудование, спускаемое на трубах производства Schlumberger SCAR-M.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОУС-35-168х245х324 К1 ХЛ; ОП6-350/80х35; АФ4-80/65х35.

Для проведения буровых работ выбрана БУ - 3000 ЭУК-1М, которая полностью удовлетворяет технологическим требованиям.

В специальной части рассмотрены способы очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) при гидроразрыве пласта (ГРП).

В разделе «Финансовый менеджмент» был произведён расчёт сметной стоимости бурения и бурения и крепления скважины, а также составлена нормативная карта выполнения работ.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены правовые нормы законодательства, был произведён анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин, Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92с.
2. А.В. Епихин А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд–во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд–во Томский политехнический университет, 2019. – 75 с.
5. Жулина С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 288 с.
6. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] URL: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
7. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ»/– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – 33с.

8. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] URL: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
9. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
10. Бессон А.Л. Новый взгляд на режущие инструменты бурового долота, 2002. – 28 с.
11. Кершенбаум В. Я., Торгашов А.В. Буровой породоразрушающий инструмент, 2003. – 25 – 38 с.
12. Мастрюков Б.С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно- техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие – Москва: Академия, 2011. – 368 с.
13. СНиП IV–5–82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
14. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ (ред. от 01.04.2019).
15. Федеральный закон от 21 июля 1997 г., № 116–ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями и дополнениями).
16. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426–ФЗ "О специальной оценке условий труда».
17. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
18. ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы.
19. ГОСТ 12.0.003–2015 Опасные и вредные производственные факторы.
20. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

21. ГОСТ 12.1.004–91 Пожарная безопасность. Общие требования.
22. ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности.
23. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. СНиП 23–05–95. Строительные нормы и правила. Естественное и искусственное освещение. (Утверждено постановлением Минстроя РФ от 2 августа 1995 г. №18–78 (с изменениями и дополнениями).
25. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.4.026–2015. ССБТ. Цвета сигнальные. Знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
27. ПОТ Р М–012–2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
28. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
29. СП 52.13330–2016 Естественное и искусственное освещение.
30. ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением № 1).
31. ГОСТ Р 50462–2009 (МЭК 60446:2007) Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса "человек-машина", выполнение и идентификация. Идентификация проводников посредством цветов и буквенно–цифровых обозначений.
32. ГОСТ 17.2.3.02-2014 Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями
33. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины / А.В. Ковалев. – Томск: 2018. – 16 с.

34. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементирования скважин/ А.В. Ковалев. – Томск: 2017, – 13 с.
35. РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.
36. Ананьев В.А., Апасов Т.К., Апасов Г.Т. Пат. 139424 РФ, МПК E21B 28/00. Волновой гидромонитор; Оpubл. 20.04.2014, Бюл. № 11.
37. Лысенко В.Д. О работе добывающей скважины в условиях режима истощения пластовой энергии / В.Д. Лысенко. – Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 3. – 27 с.
38. Максutow Р.А. Промысловые и лабораторные эксперименты по закачке воды при переменном давлении нагнетания на устье // Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 11. – С. 20-21.
39. Михайлов Н.Н. Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон / Н.Н. Михайлов. – М.: Недра, 1996. – 339 с.
40. Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/development/332089-obrabotka-prizaboynoy-zony-plasta-opz/> (Дата обращения: 20.01.2020).
41. Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://www.science-education.ru/ru/article/view?id=21992> (Дата обращения: 20.01.2020).

Приложение А

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

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

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

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

Продолжение таблицы А. 2

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

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, Д	Глинис-тость, %	Карбонат-ность, %	Твер-дость, МПа	Кoeffи-циент пластич-ности	Категория абразив-ности	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q – N1	0	50	Пески Суглинки	1900 2000	35 10	0,6 -	7 60	1-2 -	-	1,1 – 4,5	I – II	M
P3 tr – P1 tl	50	810	Песчаники Алевролиты Глины	1900 2000 2200	35 25 10	0,5 0,05 0,001	10 30 90	2 2,2 2,2	-	1,1 – 4,5	II	M, MC
P1-K2 gn – K2 uv	810	1380	Глины Алевролиты Песчаники	2200 2100 2300	15-25 20-35 8	0,005 0,05 До 1,0	90 20 7	2 3 2	-	1,1 – 6	II – IV	MC
K2-1 hm – K1-J3 bg	1380	2777	Алевролиты Песчаники Пески	2100 2400 2300	До 18 До 25 20	0,01 до 1 0,5	25 10 5	3 2 2	-	1,1 – 4,5	II – IV	MC
K1-J3 bg	2777	2800	Аргиллиты	2600	2	непрониц.	95	До 5	-	1,1 – 4,5	III	C
J3-2 ab	2800	2820	Аргиллиты	2600	2,5	До 1	97	5	-	1,1 – 4,5	III	C
J2 tm	2820	3140	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	2600 2200 2200	15 До 15	непрониц. 0,05 До 1	100 20 10	7 3 4	-	1,1 – 4,5	IV-VIII	C
J2-J1 gr	3140	3210	Аргиллиты Песчаники	2600 2300	- До 13	непрониц. До 1	100 10	4 4	-	1,1 – 4,5	VI – VIII	C
K.B.-Pz	3210	3220	Глины Песчаники Алевролиты	2300 2200 2300	5 20-25 10-15	0,001 0,05-0,2 0,03	90 5 13	1-2 1-2 3-5	-	1,1 – 4,5	VII – VIII	C

Таблица А.4 – Осложнения при бурении

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения
от (верх)	до (низ)	
1	2	3
0	30	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости.
30	880	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости. Водопроявления. Возможны посадки и заклинки кондуктора, сальникообразования.
880	2750	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, сужение ствола скважины и сальникообразования. Нефтепроявления ($K_a = 1,00-1,02$).
2750	3220	Газонефтепроявления ($K_a = 1,25-1,30$). Разжижение раствора. Поглощения бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений ,бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (Pz).

Приложение Б

Проектирование КНБК

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–60 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0–60 м)							
1	Ш 490 М-ЦВ-ПГВ	0,40	490	-	3-171	Ниппель	0,3
2	Переводник М171хМ171	0,415	229	101	3-171	Муфта	0,0471
					3-171	Муфта	
3	3-К490,0 СТ	1,07	490	80	3-171	Ниппель	0,45
					3-171	Муфта	
4	УБТС2-203х100 Д	30	203	100	3-161	Ниппель	6,420
					3-161	Муфта	
5	Переводник П161хП171	0,53	225	73	3-161	Ниппель	0,0813
					3-171	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-240РС	0,927	220	43	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
7	Переводник П171хП162	0,521	225	73	3-171	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
8	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	0,816
					3-133	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–930 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба(низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под кондуктор (60–930 м)							
1	БИТ 393,7 В 419 ТСП	0,445	393,7	-	3-171	Ниппель	0,176
2	Переводник П171хП171	0,517	240	-	3-171	Муфта	0,099
					3-171	Муфта	
3	2-КА393,7 СТК	0,825	393,7	185	3-171	Ниппель	0,261
					3-171	Муфта	
4	Переводник М171хМ171	0,415	225	80	3-171	Ниппель	0,047
					3-171	Муфта	
5	ДР-286.3.60 ИДТ	8,23	286	-	3-171	Ниппель	2,75
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-240РС	0,375	240	-	3-171	Ниппель	0,043
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	203	55	3-171	Ниппель	0,105
					3-171	Муфта	
8	Переводник П171хП171	0,523	225	101	3-171	Ниппель	0,099
					3-147	Муфта	
9	2-КА393,7 СТК	0,825	393,7	185	3-171	Ниппель	0,261
					3-171	Муфта	
10	Переводник П-163/161	0,521	225	185	3-163	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	УБТС2-203x100 Д	18	203	100	3-161	Ниппель	3,852
					3-161	Муфта	
12	Переводник П161xП147	0.517	225	100	3-161	Ниппель	0.06
					3-147	Муфта	
13	УБТС2-178	24	178	80	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
14	Переводник П-147/162	0,527	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
15	ПК-127x9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	27,279
					3-133	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (930–1990 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба(низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под техническую колонну (930–1990 м)							
1	БИТ 295,3 В 516 УСМ.08	0,48	295,3	-	3-152	Ниппель	0,09
2	Переводник П117xП131	0,47	240	-	3-117	Муфта	0,037
					3-131	Муфта	
3	8К-295,3 мс	0,85	295,3	185	3-152	Ниппель	0,2
					3-152	Муфта	
4	Переводник М113xМ117	0,457	225	80	3-113	Ниппель	0,03
					3-117	Муфта	

Продолжение таблицы Б.3

5	ДР-240.5.60 IDT	8,4	240	-	3-152	Ниппель	2,547
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-172РС	0,93	172	-	3-171	Ниппель	0,098
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	203	55	3-171	Ниппель	0,103
					3-171	Муфта	
8	Переводник П171хП171	0,51	225	101	3-171	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
9	УБТС2-178	48	178	80	3-147	Ниппель	7,488
					3-147	Муфта	
10	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	60,208
					3-133	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1990–2777 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну (1990–2777)							
1	БИТ 220,7 В 713 УМ	0,4	220,7	-	3-117	Ниппель	0,024
2	Переводник П-117/133	0,47	155	58	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	
3	КЛС 220,7	0,55	220,7	80	3-133	Ниппель	0,17
					3-133	Муфта	
4	Переводник М 133-117	0,457	155	58	3-133	Ниппель	0,03
					3-117	Муфта	
5	ДР-195.6.34	5,0	195	-	3-117	Муфта	1,995
					3-147	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-172РС	0,93	172	66	3-147	Ниппель	0,098
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.4

7	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	176	55	3-147	Ниппель	0,103
					3-147	Муфта	
8	Переводник П-133/147	0,51	172	71	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
9	УБТС2-178	60	178	80	3-147	Ниппель	9,360
					3-147	Муфта	
10	Переводник П147хП162	0,527	171	80	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
11	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	84,432
					3-133	Муфта	

Таблица Б.5 – КНБК для бурения секции под хвостовик (2777–3220 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа-метр, мм	Внут. диа-метр, мм	Резьба(низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба(верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под хвостовик (2777–3220)							
1	БИТ 155,6 В 813 УМ	0,25	155,6	-	3-117	Ниппель	0,017
2	Переводник П-117/88	0,41	113	38	3-117	Ниппель	0,033
					3-88	Муфта	
3	КС-155,6 СТК	0,34	155,6	40	3-88	Ниппель	0,033
					3-88	Муфта	
4	Переводник М88хМ102	0,457	120	66	3-88	Ниппель	0,03
					3-117	Муфта	
5	ДР-127.6.33 IDT	4,5	127	-	3-88	Ниппель	1,05
					3-102	Муфта	

Продолжение таблицы Б.5

6	Переливной клапан ПК-127РС	0,477	127	28	3-102	Ниппель	0,03
					3-102	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ 127РС	0,65	127	28	3-102	Ниппель	0,049
					3-102	Муфта	
8	Переводник П-102/120	0,35	118	50	3-102	Ниппель	0,031
					3-120	Муфта	
9	УБТС2 -120	120	120	65	3-120	Ниппель	7,62
					3-120	Муфта	
10	Переводник М120хН102	0,39	120	65	3-120	Ниппель	0,055
					3-102	Муфта	
11	Ясс SJ-120	5,5	120	56	3-102	Ниппель	0,32
					3-89	Муфта	
12	ПН-89х9,35 Е	До устья	89	67	3-89	Ниппель	62,263
					3-89	Муфта	

Таблица Б.6 – КНБК для отбора керна (3170–3200 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Отбор керна (3170–3200 м)							
1	БИТ 155,6/67 В 613.01	0,3	155,6	67	3-110	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд СК-127/80РС	7,3	130	85	3-110	Ниппель	0,29
					3-161	Муфта	
3	Переводник М102хН120	0,3	120	80	3-161	Ниппель	0,02
					3-147	Муфта	
4	УБТС2-120	42	120	65	3-147	Ниппель	2,73

Продолжение таблицы Б.6

1	2	3	3	4	5	6	7
–	–	–	–	–	3-147	Муфта	
5	Переводник М140хН102	0,35	120	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
6	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	100,144
					3-133	Муфта	

Приложение В

Потребное количество бурового раствора

Таблица В.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3220 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, м ³ .
от	до					
0	60	60	490	-	1,3	14,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,3$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 9,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 134,9$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 69,5$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 29,9$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
60	930	870	393,7	406	1,2	134,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 2,8$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 81,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 147,3$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 267,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 374,7$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 80,9$
Техн. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
930	1990	1060	295,3	224,5	1,1	147,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 51,0$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 6,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 111,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 356,9$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 361,0$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1990	2777	787	220,7	163,8	1,1	111,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,3$

Продолжение таблицы В.1

Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 17,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 7,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 63,2$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 253,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 215,8$
Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
2777	3220	443	155,6	155,3	1,05	63,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,14$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 5,0$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 7,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 63,2$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 12,4$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'} = 97,95$

Приложение Г

Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

Таблица Г.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 2001 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	ые работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	97 290	19 866 618
3.2	Крепление скважины	157 147	32 089 309
	Итого по главе 3	254 436	51 955 927
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 0337	2 866 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	28 989	5 919 554
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	31176	6 366 302
	Итого по главе 5	31176	6 366 302
6	Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 438 801,4

Продолжение таблицы Г.1

6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	58 677	11 981 745
	ИТОГО прямых затрат	671 859	137 193 565
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	167 965	34 298 391
	Итого по главе 7	167 965	34 298 391
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	67 186	13 719 356
	Итого по главе 8	67 186	13 719 356
	ИТОГО по главам 1-8	907 009	185 211 313
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	249 669,2	5 153 925
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	44 843,94	1 026 909
9.3	Северные надбавки 2,98%	30 371,6	5 773 946
9.4	Промышленно-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.6	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.7	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.8	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.9	Перевозка вахт до г. Тюмень	-	112 000
9.10	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	392 915	31 296 067
	ИТОГО по гл 1-9	1 299 924	216 507 380
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 814	370 423
	Итого по главе 10	1 814	370 423
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	64 113,5	10 645 125
	Итого по главе 11	64 113,5	10 645 125
	ИТОГО	1 365 852	227 522 927
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	227 522 927	
	НДС	40 954 127	
	ВСЕГО с учетом НДС	268 477 054	

Таблица Г.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК		Хвостовик	
			колич.	сумма, руб	колич.	сумма, руб	колич.	сумма, руб	колич.	сумма, руб	колич.	сумма, руб	колич.	сумма, руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Затраты зависящие от времени														
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	256,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	0,00	0,03	6,90	1,28	294,35	2,03	466,82	3,44	791,06	2,27	521,29
Социальные отчисления, 30%			-	0,00	-	2,07	-	88,31	-	140,05	-	237,32	-	156,39
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4	46,40	0,03	0,35	1,28	14,85	2,03	23,55	3,44	39,90	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	13,92	-	0,11	-	4,46	-	7,07	-	11,97	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,03	0,43	1,28	18,43	2,03	29,23	3,44	49,54	2,27	32,65
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	0,13	-	5,53	-	8,77	-	14,86	-	9,79
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,03	7,59	1,28	323,66	2,03	513,31	3,44	869,84	2,27	536,64
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	сут	1433,00	4	5732,00	0,03	42,99	1,28	1834,24	2,03	2908,99	3,44	4929,52	2,27	2985,75

Продолжение таблицы Г.2

Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	-	-	-	-	1,28	287,49	2,03	455,94	3,44	772,62	2,27	1094,93
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,28	118,61	2,03	188,10	3,44	318,75	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	3,44	828,87	2,27	546,25
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	4	35,60	0,03	0,27	1,28	11,40	2,03	18,07	3,44	30,62	3,74	40,77
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	22,86	-	-	0,03	0,69	1,28	29,26	2,03	46,41	3,44	78,64	3,74	85,50
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,03	4,48	1,28	191,34	2,03	303,44	3,44	514,21	3,74	559,06
Плата за эл/эн. при двух ставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	0,00	0,03	3,23	1,28	138,15	2,03	219,10	3,44	371,28	3,74	403,66
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,4	0,03	5,33	1,28	227,33	2,03	360,53	3,44	116,69	2,27	402,63

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4	401,60	0,03	3,01	1,28	128,51	2,03	203,81	3,44	345,38	2,27	227,62
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,03	0,17	1,28	7,08	2,03	11,23	3,44	19,02	3,74	72,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,03	5,82	1,28	248,47	2,03	394,06	3,44	667,77	3,74	726,01
Глинопорошок ПБМВ	т	75,40	-	-	1,17	88,22	13,03	982,46	8,03	605,46	-	-	-	-
Сода каустическая	т	875,20	-	-	0,02	17,50	0,16	140,03	0,10	87,52	0,17	148,78	-	-
Сода кальцинированная	т	183,30	-	-	0,02	3,67	0,40	7,33	0,24	43,99	0,41	75,15	0,3	120
ФХЛС	т	215,60	-	-	-	-	-	-	-	-	33,84	7295,90	0,1	21,6
РАС HV, РАС LV, POLYPAC ELV	т	983,00	-	-	0,22	216,26	1,79	1759,57	1,1	1081,3	-	-	0,5	1500
REOLUB, Пеногаситель	т	1054,10	-	-	-	-	1,63	1718,18	1,00	1054,10	7,46	7863,59	0,5	491,5
Барит	т	168,30	-	-	4,56	767,45	102,49	17249,07	34,08	5735,66	-	-	1	1054,1
NaCl	т	198,60	-	-	-	-	-	-	-	-	84,5	16781,70	15	4725
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6	2,1	4,00	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10	12,00	4,20	-	-
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,20	186,82	10,60	176,81	18,00	300,24	14	4,9
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,53	552,80	32,84	659,43	25,50	512,04	20,50	411,64	18,5	308,58
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	-	10721,23	-	1730,87	-	26675,48	-	15597,46	-	43889,06	70,8	1421,66

Продолжение таблицы Г.2

Затраты зависящие от объема работ														
III 490 М-ЦВ-ПГВ (121С)	шт	2686,40	-	-	1,00	2686,40	-	-	-	-	-	-	-	-
БИТ 393,7 В 419 ТСР	шт	3852,70	-	-	-	-	2,00	7705,4	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 В 516 УСМ.08	шт	5234,40	-	-	-	-	-	-	1,00	5234,40	-	-	-	-
БИТ 220,7 В 713 УМ	шт	8845,60	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	8845,60	-	-
БИТ 155,6 В 813 УМ	шт	9125,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,23	1134,54
Калибратор 490	шт	495,40	-	-	-	-	1,00	495,40	-	-	-	-	-	-
Калибратор 393,7	шт	458,90	-	-	-	-	-	-	1,00	458,90	-	-	-	-
Калибратор 220,7	шт	428,60	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	428,60	-	-
Калибратор 155,6	шт	420,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	420,60
Транспортировка труб	т	4,91	0	0,00	18,40	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63	60,90	299,02	1	6,61
Транспортировка долот	т	6,61	0	0,00	1,00	6,61	2,00	13,22	1,00	6,61	1,00	6,61	-	-
Перевозка вахт автотранспортом	сут	1268,0												
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	0,00	-	0,00	-	2783,35	-	8335,79	-	5938,54	-	9579,83	-	1440,17
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	-	10721,23	-	4514,22	-	35011,27	-	21536	-	53468,89	-	19489,03
Всего по сметному расчету, руб	144740,54													

Таблица Г.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		ЭК		Хвостовик	
			ко-личес	сумма, руб	ко-личес	сумма, руб	ко-личес	сумма, руб	ко-личес	сумма, руб	ко-личес	сумма, руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затрат зависящие от времени												
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,82	175,61	1,78	381,21	2,03	434,75	2,26	484,00	2,31	298,34
Социальные отчисления, 30%				52,68		114,36		130,43		145,20	-	89,5
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,82	9,51	1,78	20,65	2,03	23,55	2,26	26,22	2,31	26,8
Социальные отчисления, 30%				2,85		6,20		7,07		7,87	-	8,04
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,16	0,82	18,17	1,78	39,44	2,03	44,98	2,26	50,08	2,31	17,42
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,82	207,35	1,78	450,09	2,03	513,31	2,26	571,46	2,31	584,1
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,82	1175,06	1,78	2550,74	2,03	2908,99	2,26	32,38,58	2,31	3310,23
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,82	343,91	1,78	746,53	2,03	851,38	2,26	947,84	2,31	968,8
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,82	113,89	1,78	247,22	2,03	281,95	2,26	313,89	2,31	320,84
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,82	82,69	1,78	179,50	2,03	204,71	2,26	227,90	2,31	232,94
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,82	7,30	1,78	15,84	2,03	18,07	2,26	20,11	2,31	20,56

Продолжение таблицы Г.3

Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,82	82,33	1,78	178,71	2,03	203,81	2,26	226,90	2,31	231,92
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,82	138,82	1,78	301,34	2,03	343,66	2,26	382,60	2,31	391,06
Эксплуатация бульдозера	сут	148,30	0,82	121,61	1,78	263,97	2,03	301,05	2,26	335,16	2,31	42,5
Эксплуатация трактора	сут	177,60	0,82	145,63	1,78	316,13	2,03	360,53	2,26	401,38	2,31	78,35
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	16,00	131,36	5,00	41,05	5	41,05
Башмак колонный БKM-426	шт	100,50	1,00	100,50	–	–	–	–	–	–	–	–
Башмак колонный БKM-324	шт	85,50	–	–	1,00	85,50	–	–	–	–	–	–
Башмак колонный БKM-245	шт	65,00	–	–	–	–	1,00	65,00	–	–	–	–
Башмак колонный БKM-178	шт	45,50	–	–	–	–	–	–	1,00	45,50	–	–
Башмак колонный БKM-127	шт	35,50	–	–	–	–	–	–	–	–	1,00	35,50
Центратор ЦПЦ-426/490	шт	31,20	4	124,8	–	–	–	–	–	–	–	–
Центратор ЦПЦ-324/394	шт	25,40	–	–	26	660,4	–	–	–	–	–	–
Центратор ЦПЦ-245/295	шт	18,70	–	–	–	–	46	860,2	–	–	–	–
Центратор ЦПЦ-178/220	шт	14,90	–	–	–	–	–	–	62	1109,8	–	–
Центратор ЦПЦ-127/156	шт	12,90	–	–	–	–	–	–	–	–	16	206,4
ЦКОД-426	шт	125,60	1,00	125,60	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-324	шт	113,10	–	–	1,00	113,10	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-245	шт	108,10	–	–	–	–	1,00	108,10	–	–	–	–
ЦКОД-178	шт	100,00	–	–	–	–	–	–	1,00	100,00	–	–
ЦКОД-127	шт	90,50	–	–	–	–	–	–	–	–	1,00	90,50

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Продавочная пробка ПРП-Ц-В-426	шт	90,30	1,00	90,30	–	–	–	–	–	–	–	–
Продавочная пробка ПРП-Ц-В-324	шт	80,50	–	–	1,00	80,50	–	–	–	–	–	–
Продавочная пробка ПРП-Ц-В-245	шт	59,15	–	–	–	–	1,00	59,15	–	–	–	–
Продавочная пробка ПРП-Ц-В 178	шт	30,12	–	–	–	–	–	–	1,00	30,12	–	–
ПХГМЦ 127/178 “ЗЭРС”	шт	700	–	–	–	–	–	–	–	–	1,00	700
Головка цементировоч- ная ГЦУ-426	шт	4530,00	1,00	4530,00	–	–	–	–	–	–	–	–
Головка цементировоч- ная ГЦУ-324	шт	3960,00	–	–	1,00	3960,00	–	–	–	–	–	–
Головка цементировоч- ная ГЦУ-245	шт	3320,00	–	–	–	–	1,00	3320,00	–	–	–	–
Головка цементировоч- ная ГЦУ-178	шт	2980,00	–	–	–	–	–	–	1,00	2980,00	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	7509,87	–	10718,54	–	11008,75	–	8313,88	–	7748,85
Затрат зависящие от объема работ												
Обсадные трубы 426x10	м	44,67	21,0	938,07	–	–	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 324x8,5	м	37,21	–	–	714,00	26567,94	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 245x7,9	м	28,53	–	–	–	–	1659,00	47331,27	–	–	–	–
Обсадные трубы 178x10,4	м	21,47	–	–	–	–	–	–	2652,00	56938,44	–	–
Обсадные трубы 178x9,2	м	26,67	–	–	–	–	–	–	384,00	10241,28	–	–
Хвостовик	м	14,26	–	–	–	–	–	–	–	–	600	855

Продолжение таблицы Г.3

Портландцемент тампо- нажный ПЦТ-111-Об(4- б)-100	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	–	–	18,14	486,88	–	–
Портландцемент тампо- нажный раствор ПЦТ - I - 100	т	29,95	–	–	–	–	14,10	422,30	9,05	271,05	–	–
Заливка колонны, тампо- нажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95	5,00	729,95	–	–
Затворение цемента, тампонажный цех, т	–	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	40,60	244,01	28,30	170,08	–	–
Работа ЦСМ, тампонаж- ный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,60	2,00	72,80	–	–
Опресовка колонны, там- понажный цех,	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	–	–
Работа КСКЦ 01, тампо- нажный цех	агр/оп	80,60	–	–	–	–	1,00	80,60	1,00	80,60	–	–
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20	14,00	515,20	–	–
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,20	5,00	184,00	–	–
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	–	–	–	–	1,00	40,80	1,00	40,80	–	–
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	10,0	154,90	16,00	247,84	24,00	371,76	24,00	371,76	–	–
Транспортировка обсад- ных труб	т	18,76	2,28	42,77	45,69	857,14	74,57	1398,93	112,33	2107,31	10,5	196,98
Транспортировка обсад- ных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14,00	525,28	3,00	112,56	3	112,56
Перевозка вахт авто- транспортом	сут	268,00	6351,60									
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	1809,32	29792,95		51949,49		72410,3		8865,54		

Продолжение таблицы Г.3

Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	237237,9
его по сметному расчету, руб	243589,5

Приложение Д

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение эксплуатационной скважины глубиной 3220 м

Предприятие: ПАО «Подземур-газ»
 Месторождение: -
 Оборудование:
 Буровая установка: БУ 3000/200 - ЭУК 1М
 Лебедка: ЛБ - 750
 Талевая система: 4х5
 Ротор: 3 - 560
 Насосы: УНБ - 950

Геологическая часть							Техническая часть																																																																																																																																														
глубина, м	Стратиграфия	Литописное описание	Температура	Скорость	Интервалы дождельности	Конструкция скважины	Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Скорость вращения, об/мин	Продолжительность, часов	Плотность, г/см ³	СНС	Ф-б	Ф-в	Ф-г	Ф-д	Ф-е	Ф-ж	Ф-з	Ф-и	Ф-к	Ф-л	Ф-м	Ф-н	Ф-о	Ф-п	Ф-р	Ф-с	Ф-т	Ф-у	Ф-ф	Ф-х	Ф-ц	Ф-ч	Ф-ш	Ф-щ	Ф-ь	Ф-я																																																																																																															
100	Палеоген	Чет. 3 Чет. 4 Чет. 5 Чет. 6 Чет. 7 Чет. 8 Чет. 9 Чет. 10 Чет. 11 Чет. 12	6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16	6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16	Возможен осадок в обвалах скважины, подолена в ролле осадка дождельности. Возможен осадок в заглине скважины. Возможен осадок в заглине скважины.	60 м	БИТ 393,7 В 419 ТСР	ДР-286,3.60 IDT	8	140	70	Плотность=1,1219 г/см ³ , УВ=40-60 сек, ПВ=12-35 сек, ДНС=60-90 дПа, СНС=10-40/20-60 дПа, Ф-б, пескок<0,5 %, рН = 8-9	Ф-б	Ф-в	Ф-г	Ф-д	Ф-е	Ф-ж	Ф-з	Ф-и	Ф-к	Ф-л	Ф-м	Ф-н	Ф-о	Ф-п	Ф-р	Ф-с	Ф-т	Ф-у	Ф-ф	Ф-х	Ф-ц	Ф-ч	Ф-ш	Ф-щ	Ф-ь	Ф-я																																																																																																															
200																																							Меловой	Чет. 13 Чет. 14 Чет. 15 Чет. 16 Чет. 17 Чет. 18 Чет. 19 Чет. 20 Чет. 21 Чет. 22 Чет. 23 Чет. 24 Чет. 25 Чет. 26 Чет. 27 Чет. 28 Чет. 29 Чет. 30 Чет. 31 Чет. 32 Чет. 33 Чет. 34 Чет. 35 Чет. 36 Чет. 37 Чет. 38 Чет. 39 Чет. 40 Чет. 41 Чет. 42 Чет. 43 Чет. 44 Чет. 45 Чет. 46 Чет. 47 Чет. 48 Чет. 49 Чет. 50 Чет. 51 Чет. 52 Чет. 53 Чет. 54 Чет. 55 Чет. 56 Чет. 57 Чет. 58 Чет. 59 Чет. 60 Чет. 61 Чет. 62 Чет. 63 Чет. 64 Чет. 65 Чет. 66 Чет. 67 Чет. 68 Чет. 69 Чет. 70 Чет. 71 Чет. 72 Чет. 73 Чет. 74 Чет. 75 Чет. 76 Чет. 77 Чет. 78 Чет. 79 Чет. 80 Чет. 81 Чет. 82 Чет. 83 Чет. 84 Чет. 85 Чет. 86 Чет. 87 Чет. 88 Чет. 89 Чет. 90 Чет. 91 Чет. 92 Чет. 93 Чет. 94 Чет. 95 Чет. 96 Чет. 97 Чет. 98 Чет. 99 Чет. 100	17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100	Возможен осадок в обвалах скважины, подолена в ролле осадка дождельности. Возможен осадок в заглине скважины. Возможен осадок в заглине скважины.	930 м	БИТ 295,3 В-516 УСМ08	ДР-240,5.60 IDT	8	160	50	Плотность=1,1443 г/см ³ , УВ=40-60 сек, ПВ=12-35 сек, ДНС=50-90 дПа, СНС=10-40/20-60 дПа, Ф-б, пескок<0,5 %, рН = 8-9	Ф-б	Ф-в	Ф-г	Ф-д	Ф-е	Ф-ж	Ф-з	Ф-и	Ф-к	Ф-л	Ф-м	Ф-н	Ф-о	Ф-п	Ф-р	Ф-с	Ф-т	Ф-у	Ф-ф	Ф-х	Ф-ц	Ф-ч	Ф-ш	Ф-щ	Ф-ь	Ф-я																																																																										
300																																																																												Юра	Чет. 101 Чет. 102 Чет. 103 Чет. 104 Чет. 105 Чет. 106 Чет. 107 Чет. 108 Чет. 109 Чет. 110 Чет. 111 Чет. 112 Чет. 113 Чет. 114 Чет. 115 Чет. 116 Чет. 117 Чет. 118 Чет. 119 Чет. 120 Чет. 121 Чет. 122 Чет. 123 Чет. 124 Чет. 125 Чет. 126 Чет. 127 Чет. 128 Чет. 129 Чет. 130 Чет. 131 Чет. 132 Чет. 133 Чет. 134 Чет. 135 Чет. 136 Чет. 137 Чет. 138 Чет. 139 Чет. 140 Чет. 141 Чет. 142 Чет. 143 Чет. 144 Чет. 145 Чет. 146 Чет. 147 Чет. 148 Чет. 149 Чет. 150 Чет. 151 Чет. 152 Чет. 153 Чет. 154 Чет. 155 Чет. 156 Чет. 157 Чет. 158 Чет. 159 Чет. 160 Чет. 161 Чет. 162 Чет. 163 Чет. 164 Чет. 165 Чет. 166 Чет. 167 Чет. 168 Чет. 169 Чет. 170 Чет. 171 Чет. 172 Чет. 173 Чет. 174 Чет. 175 Чет. 176 Чет. 177 Чет. 178 Чет. 179 Чет. 180 Чет. 181 Чет. 182 Чет. 183 Чет. 184 Чет. 185 Чет. 186 Чет. 187 Чет. 188 Чет. 189 Чет. 190 Чет. 191 Чет. 192 Чет. 193 Чет. 194 Чет. 195 Чет. 196 Чет. 197 Чет. 198 Чет. 199 Чет. 200 Чет. 201 Чет. 202 Чет. 203 Чет. 204 Чет. 205 Чет. 206 Чет. 207 Чет. 208 Чет. 209 Чет. 210 Чет. 211 Чет. 212 Чет. 213 Чет. 214 Чет. 215 Чет. 216 Чет. 217 Чет. 218 Чет. 219 Чет. 220 Чет. 221 Чет. 222 Чет. 223 Чет. 224 Чет. 225 Чет. 226 Чет. 227 Чет. 228 Чет. 229 Чет. 230 Чет. 231 Чет. 232 Чет. 233 Чет. 234 Чет. 235 Чет. 236 Чет. 237 Чет. 238 Чет. 239 Чет. 240 Чет. 241 Чет. 242 Чет. 243 Чет. 244 Чет. 245 Чет. 246 Чет. 247 Чет. 248 Чет. 249 Чет. 250 Чет. 251 Чет. 252 Чет. 253 Чет. 254 Чет. 255 Чет. 256 Чет. 257 Чет. 258 Чет. 259 Чет. 260 Чет. 261 Чет. 262 Чет. 263 Чет. 264 Чет. 265 Чет. 266 Чет. 267 Чет. 268 Чет. 269 Чет. 270 Чет. 271 Чет. 272 Чет. 273 Чет. 274 Чет. 275 Чет. 276 Чет. 277 Чет. 278 Чет. 279 Чет. 280 Чет. 281 Чет. 282 Чет. 283 Чет. 284 Чет. 285 Чет. 286 Чет. 287 Чет. 288 Чет. 289 Чет. 290 Чет. 291 Чет. 292 Чет. 293 Чет. 294 Чет. 295 Чет. 296 Чет. 297 Чет. 298 Чет. 299 Чет. 300 Чет. 301 Чет. 302 Чет. 303 Чет. 304 Чет. 305 Чет. 306 Чет. 307 Чет. 308 Чет. 309 Чет. 310 Чет. 311 Чет. 312 Чет. 313 Чет. 314 Чет. 315 Чет. 316 Чет. 317 Чет. 318 Чет. 319 Чет. 320 Чет. 321 Чет. 322 Чет. 323 Чет. 324 Чет. 325 Чет. 326 Чет. 327 Чет. 328 Чет. 329 Чет. 330 Чет. 331 Чет. 332 Чет. 333 Чет. 334 Чет. 335 Чет. 336 Чет. 337 Чет. 338 Чет. 339 Чет. 340 Чет. 341 Чет. 342 Чет. 343 Чет. 344 Чет. 345 Чет. 346 Чет. 347 Чет. 348 Чет. 349 Чет. 350 Чет. 351 Чет. 352 Чет. 353 Чет. 354 Чет. 355 Чет. 356 Чет. 357 Чет. 358 Чет. 359 Чет. 360 Чет. 361 Чет. 362 Чет. 363 Чет. 364 Чет. 365 Чет. 366 Чет. 367 Чет. 368 Чет. 369 Чет. 370 Чет. 371 Чет. 372 Чет. 373 Чет. 374 Чет. 375 Чет. 376 Чет. 377 Чет. 378 Чет. 379 Чет. 380 Чет. 381 Чет. 382 Чет. 383 Чет. 384 Чет. 385 Чет. 386 Чет. 387 Чет. 388 Чет. 389 Чет. 390 Чет. 391 Чет. 392 Чет. 393 Чет. 394 Чет. 395 Чет. 396 Чет. 397 Чет. 398 Чет. 399 Чет. 400	108 109 110 111 112 113 114 115 116 117 118 119 120 121 122 123 124 125 126 127 128 129 130 131 132 133 134 135 136 137 138 139 140 141 142 143 144 145 146 147 148 149 150 151 152 153 154 155 156 157 158 159 160 161 162 163 164 165 166 167 168 169 170 171 172 173 174 175 176 177 178 179 180 181 182 183 184 185 186 187 188 189 190 191 192 193 194 195 196 197 198 199 200 201 202 203 204 205 206 207 208 209 210 211 212 213 214 215 216 217 218 219 220 221 222 223 224 225 226 227 228 229 230 231 232 233 234 235 236 237 238 239 240 241 242 243 244 245 246 247 248 249 250 251 252 253 254 255 256 257 258 259 260 261 262 263 264 265 266 267 268 269 270 271 272 273 274 275 276 277 278 279 280 281 282 283 284 285 286 287 288 289 290 291 292 293 294 295 296 297 298 299 300 301 302 303 304 305 306 307 308 309 310 311 312 313 314 315 316 317 318 319 320 321 322 323 324 325 326 327 328 329 330 331 332 333 334 335 336 337 338 339 340 341 342 343 344 345 346 347 348 349 350 351 352 353 354 355 356 357 358 359 360 361 362 363 364 365 366 367 368 369 370 371 372 373 374 375 376 377 378 379 380 381 382 383 384 385 386 387 388 389 390 391 392 393 394 395 396 397 398 399 400	Возможен осадок в обвалах скважины, подолена в ролле осадка дождельности. Возможен осадок в заглине скважины. Возможен осадок в заглине скважины.	2777 м	БИТ 155,6 В 813 УМ	ДР-127,6.33 IDT	8	200	13	Плотность=1,4023 г/см ³ , УВ=40-50 сек, ПВ=10-15 сек, ДНС=60-100 дПа, СНС=30-40/40-70 дПа, Ф-б, пескок<0,5 %, рН = 8-10	Ф-б	Ф-в	Ф-г	Ф-д	Ф-е	Ф-ж	Ф-з	Ф-и	Ф-к	Ф-л	Ф-м	Ф-н	Ф-о	Ф-п	Ф-р	Ф-с	Ф-т	Ф-у	Ф-ф	Ф-х	Ф-ц	Ф-ч	Ф-ш	Ф-щ	Ф-ь	Ф-я																																					
3200																																																																																																																	Юра	Чет. 401 Чет. 402 Чет. 403 Чет. 404 Чет. 405 Чет. 406 Чет. 407 Чет. 408 Чет. 409 Чет. 410 Чет. 411 Чет. 412 Чет. 413 Чет. 414 Чет. 415 Чет. 416 Чет. 417 Чет. 418 Чет. 419 Чет. 420 Чет. 421 Чет. 422 Чет. 423 Чет. 424 Чет. 425 Чет. 426 Чет. 427 Чет. 428 Чет. 429 Чет. 430 Чет. 431 Чет. 432 Чет. 433 Чет. 434 Чет. 435 Чет. 436 Чет. 437 Чет. 438 Чет. 439 Чет. 440 Чет. 441 Чет. 442 Чет. 443 Чет. 444 Чет. 445 Чет. 446 Чет. 447 Чет. 448 Чет. 449 Чет. 450 Чет. 451 Чет. 452 Чет. 453 Чет. 454 Чет. 455 Чет. 456 Чет. 457 Чет. 458 Чет. 459 Чет. 460 Чет. 461 Чет. 462 Чет. 463 Чет. 464 Чет. 465 Чет. 466 Чет. 467 Чет. 468 Чет. 469 Чет. 470 Чет. 471 Чет. 472 Чет. 473 Чет. 474 Чет. 475 Чет. 476 Чет. 477 Чет. 478 Чет. 479 Чет. 480 Чет. 481 Чет. 482 Чет. 483 Чет. 484 Чет. 485 Чет. 486 Чет. 487 Чет. 488 Чет. 489 Чет. 490 Чет. 491 Чет. 492 Чет. 493 Чет. 494 Чет. 495 Чет. 496 Чет. 497 Чет. 498 Чет. 499 Чет. 500 Чет. 501 Чет. 502 Чет. 503 Чет. 504 Чет. 505 Чет. 506 Чет. 507 Чет. 508 Чет. 509 Чет. 510 Чет. 511 Чет. 512 Чет. 513 Чет. 514 Чет. 515 Чет. 516 Чет. 517 Чет. 518 Чет. 519 Чет. 520 Чет. 521 Чет. 522 Чет. 523 Чет. 524 Чет. 525 Чет. 526 Чет. 527 Чет. 528 Чет. 529 Чет. 530 Чет. 531 Чет. 532 Чет. 533 Чет. 534 Чет. 535 Чет. 536 Чет. 537 Чет. 538 Чет. 539 Чет. 540 Чет. 541 Чет. 542 Чет. 543 Чет. 544 Чет. 545 Чет. 546 Чет. 547 Чет. 548 Чет. 549 Чет. 550 Чет. 551 Чет. 552 Чет. 553 Чет. 554 Чет. 555 Чет. 556 Чет. 557 Чет. 558 Чет. 559 Чет. 560 Чет. 561 Чет. 562 Чет. 563 Чет. 564 Чет. 565 Чет. 566 Чет. 567 Чет. 568 Чет. 569 Чет. 570 Чет. 571 Чет. 572 Чет. 573 Чет. 574 Чет. 575 Чет. 576 Чет. 577 Чет. 578 Чет. 579 Чет. 580 Чет. 581 Чет. 582 Чет. 583 Чет. 584 Чет. 585 Чет. 586 Чет. 587 Чет. 588 Чет. 589 Чет. 590 Чет. 591 Чет. 592 Чет. 593 Чет. 594 Чет. 595 Чет. 596 Чет. 597 Чет. 598 Чет. 599 Чет. 600	120 121 122 123 124 125 126 127 128 129 130 131 132 133 134 135 136 137 138 139 140 141 142 143 144 145 146 147 148 149 150 151 152 153 154 155 156 157 158 159 160 161 162 163 164 165 166 167 168 169 170 171 172 173 174 175 176 177 178 179 180 181 182 183 184 185 186 187 188 189 190 191 192 193 194 195 196 197 198 199 200 201 202 203 204 205 206 207 208 209 210 211 212 213 214 215 216 217 218 219 220 221 222 223 224 225 226 227 228 229 230 231 232 233 234 235 236 237 238 239 240 241 242 243 244 245 246 247 248 249 250 251 252 253 254 255 256 257 258 259 260 261 262 263 264 265 266 267 268 269 270 271 272 273 274 275 276 277 278 279 280 281 282 283 284 285 286 287 288 289 290 291 292 293 294 295 296 297 298 299 300 301 302 303 304 305 306 307 308 309 310 311 312 313 314 315 316 317 318 319 320 321 322 323 324 325 326 327 328 329 330 331 332 333 334 335 336 337 338 339 340 341 342 343 344 345 346 347 348 349 350 351 352 353 354 355 356 357 358 359 360 361 362 363 364 365 366 367 368 369 370 371 372 373 374 375 376 377 378 379 380 381 382 383 384 385 386 387 388 389 390 391 392 393 394 395 396 397 398 399 400	Возможен осадок в обвалах скважины, подолена в ролле осадка дождельности. Возможен осадок в заглине скважины. Возможен осадок в заглине скважины.	3220 м	БИТ 155,6 В 813 УМ	ДР-127,6.33 IDT	8	200	13	Плотность=1,4023 г/см ³ , УВ=40-50 сек, ПВ=10-15 сек, ДНС=60-100 дПа, СНС=30-40/40-70 дПа, Ф-б, пескок<0,5 %, рН = 8-10	Ф-б	Ф-в	Ф-г	Ф-д	Ф-е	Ф-ж	Ф-з	Ф-и	Ф-к	Ф-л	Ф-м	Ф-н	Ф-о	Ф-п	Ф-р	Ф-с	Ф-т	Ф-у	Ф-ф	Ф-х	Ф-ц	Ф-ч	Ф-ш	Ф-щ	Ф-ь	Ф-я