

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 23.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3170 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3170)(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Перминов Александр Олегович		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

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

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): 23.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 18.06.2021 Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Перминов Александр Олегович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3170 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (НОВОСИБИРСКАЯ 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	Технологические решения для строительства разведочной скважины глубиной 3170 метров на нефтяном месторождении Новосибирской области.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; 2. 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); 3. Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента,

	<p>расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</p> <p>4.Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>5.Выбор буровой установки.</p> <p>6.Применение ONYX 360.</p>
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

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. Резцы ONYX 360
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	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Перминов Александр Олегович		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

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

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	50
14.05.2021	3. Резцы ONYX 360	10
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	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	Перминову Александру Олеговичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. Тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ).
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Районный коэффициент 25%; 2. Начисление за вахтовый метод работы 15%; 3. Страховые взносы 30%; 4. НДС 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины. 2. Расчет затрат времени по видам работ.
2. Расчёт заработной платы	1. Расчёт оплаты труда исполнителей
3. Расчет сметной стоимости строительства скважины	1. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Линейный календарный график выполнения работ
2. Нормативная карта

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 Татьяна Григорьевна	Канд.экон.наук, доцент		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Перминов Александр Олегович		18.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Перминов Александр Олегович

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

Тема ВКР:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3170 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: проект технологических решений для строительства разведочной скважины глубиной 3170 метров на нефтяном месторождении Новосибирской области. Буровая площадка.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <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"> - ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда. - СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. - ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. - ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. - ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. - ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные. - ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. - ГОСТ Р 12.4.185-99 ССБТ. Средства индивидуальной защиты от пониженных температур. Методы определения теплоизоляции комплекта. - ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. - ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. - СНиП 23-05-95* Естественное и

	искусственное освещение.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны в условиях местности приравненной к районам крайнего севера; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - повреждения в результате контакта с насекомыми; - необходимые средства защиты от вредных факторов. Опасные факторы: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - возникновение пожаров; - необходимые средства защиты от опасных факторов.
3. Экологическая безопасность:	- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: - лесные пожары; - ГНВП; - возгорание ГСМ; - разрушение буровой установки. Наиболее типичная ЧС: - нефтегазоводопроявление.

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	Перминов Александр Олегович		18.03.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 83 с., 18 рис., 39 табл., 31 литературных источника, 2 приложения.

Ключевые слова: бурение, скважина, буровой раствор, цементирование, долото.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Новосибирской области.

Цель работы – проектирование строительства разведочной вертикальной скважины, глубиной 3170, на нефтяном месторождении Новосибирской области.

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство разведочной вертикальной скважины на нефть глубиной 3170 метров на месторождении Новосибирской области.

В данной работе были проведены исследования и сравнение резцов ONYX 360 со стандартным вооружение PDC.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработана разведочная вертикальная скважина, имеющая диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы выполнялись в Microsoft Excel, графический материал выполнен в программе «Компас-3Dv19» и в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Оглавление

Введение.....	11
1 Общая и геологическая часть	13
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	13
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	14
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2. Технологическая часть	15
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	15
2.2 Проектирование конструкции скважины	15
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	15
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	16
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	19
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	21
2.3 Проектирование процессов углубления скважины.....	22
2.3.1 Выбор способа бурения	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	23
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долот.....	24
2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	25
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	26
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	27
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	31
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	34
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	37
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	37
2.4.1 Расчет обсадных колонн	37
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	41
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	42
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	45
2.5 Выбор буровой установки.....	48
3 Специальная часть	49
3.1 Сравнительный анализ работы долот со стандартным вооружением и ONYX 360....	45
3.2 Принцип работы зафиксированными резцами PDC.....	45
3.3 Принцип работы вращающихся резцов.....	51

3.4 Лабораторные испытания.....	52
3.5 Результаты проведения работ с долотами на территории США и России	55
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	58
4.1 Организационная структура управления предприятием.....	58
4.2 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.....	59
4.3 Расчет отчислений и заработной платы персонала	60
4.4 Расчет технико-экономических показателей (ТЭП).....	62
4.5 Определение экономического эффекта от внедрения долот	64
4.6 Финансовые расчеты по строительству скважины.....	64
5 Социальная ответственность.....	66
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	66
5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).....	66
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	68
5.2 Производственная безопасность	68
5.2.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды.....	69
5.2.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды.....	72
5.3 Экологическая безопасность.....	77
5.3.1 Атмосфера	75
5.3.2 Гидросфера.....	75
5.3.3 Литосфера.....	76
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
Заключение.....	79
Список литературы.....	80
Приложение А. Геологические условия бурения.....	84
Приложение В. Нормативная база для расчета времени на строительство скважины.....	90

Введение

Нефтяная отрасль занимает одно из лидирующих мест в России и экономики в целом. Она включает в себя добычу, переработку, транспортировку, производство сырья для фабрик и предприятий и т.д. Вся сфера нефтяной промышленности огромна и является подталкивающим фактором технического прогресса что влияет на темп развития сферы экономики страны. Из нефти получают огромное количество различных продуктов: бензин, мазут, пластмассы, смазочные масла, синтетические вещества, котельно-печное топливо, битум для асфальта, растворители и др.

Качественный проект позволит недропользователю безаварийно осуществить строительство скважины, что с экономической точки зрения положительно скажется на результатах работы.

В рамках данных геологических условий мы наблюдаем типичные для данной территории осложнения на всей траектории скважины. АВПД и АНПД отсутствуют. Разрез скважины сложен мягкими, средними и твердыми породами. Целью изучения являются два нефтеносных пласта. Тип коллектора поровый.

Анализ вышеуказанных геологических условий поможет нам в проектирование конструкции скважины, выборе параметров бурового раствора и породоразрушающего инструмента.

Также стоит задача изучить новую технологию от компании Smith Bits (Schlumberger) в виде вращающихся резцов ONYX 360. Рассмотрим и сравним их с популярными резцами PDC.

В социальной части проекта представлены опасные и вредные производственные факторы влияющие на рабочий персонал. Как должна компоноваться рабочая зона и какие средства индивидуальной и коллективной защиты должны применяться в производстве.

В рамках данной выпускной квалификационной работы представлено проектное решение по строительства вертикальной разведочной скважины

глубиной 3170 метров на нефтяном месторождении Новосибирской области. В проекте представлен результат работы связанный с техническими и технологическими решениями для строительства данной разведочной скважины. Затрагивает экономические и не мало важные вопросы безопасности на производстве.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице А.2 приложения А.

Градиенты давлений и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Градиенты давлений и температуры по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент, кгс/см ² на м		Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового, (кгс/см ²)/м	Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м	
Q- K ₂ kz	0	805	0,1	0,2	25,8
K ₁₋₂ pk	805	1750	0,1	0,177	56
K ₁ kls- K ₁ tr	1750	2650	0,101	0,177	84,8
K ₁ klm- J ₂ tm	2650	3200	0,102	0,178	102,4

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 102,4°.

Краткая характеристика геологических условий бурения.

Интервал 0-900 м в большей части сложен мягкими слабосцементированными породами, такими как: глина, алевролиты и песок. Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить мягкие породы, а также обеспечить должную устойчивость стенок скважины.

Интервал 900-3170 м сложен алевролитами, аргиллитами, а также песчаником которые имеют среднюю и высокую твердость. Интервал продуктивных пластов так же сложен алевролитом, аргиллитом, песчаником который также имеет высокую твердость. Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающий инструмент, позволяющие бурить средние и твердые породы.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонепфтеводоносности месторождения представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /м ³
	от	до				
J _{2-3nn} (Ю ₁ ¹)	2800	2815	Поровый	0,76	5-10	30
J _{2-3tm} (Ю ₁₂)	3110	3140	Поровый	0.76	150-200	7,0

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные зоны осложнений представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q - P ₁ k _{zr}	0	350	Поглощение бурового раствора
K ₁₋₂ pk	805	1750	
K ₁ kls	1750	2550	
K ₁ tr	2550	2650	
Q - K ₂ gn	0	480	Осыпи и обвалы
K ₂ ip	570	785	
K ₁₋₂ pk	805	1750	
K ₁ kls + tr	1750	2650	
N - P ₃ at	50	260	Нефтегазоводопроявление
P ₁ tl-ip	310	785	
K ₁₋₂ pk	805	1750	
K ₁ kls (A ₁₋₂)	1750 (1760)	2550 (1790)	
K ₁ tr (B ₆)	2550 (2550)	2650 (2560)	Нефтегазоводопроявление
J _{2-3nn} (Ю ₁₂)	2805 (2800)	2885 (2815)	
J _{2-3tm} (Ю ₁₂)	2885 (3110)	3200 (3140)	Прихватоопасная зона
Q - P ₁ k _{zr}	0	350	
K ₂ - K ₁₋₂ pk	350	1750	
K ₁ kls + K ₁ tr	1750	2650	

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется вертикальная скважина, поэтому расчеты профиля не проводятся.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Для разведочных и параметрических скважин, где предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, необходимо проектировать забой закрытого типа. 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).

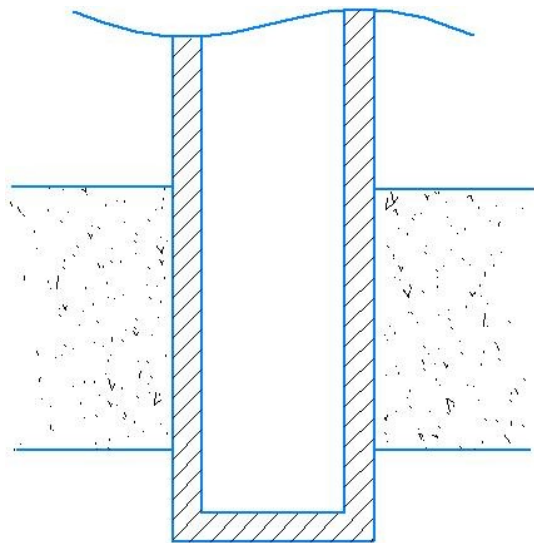


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по графику совмещенных давлений решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

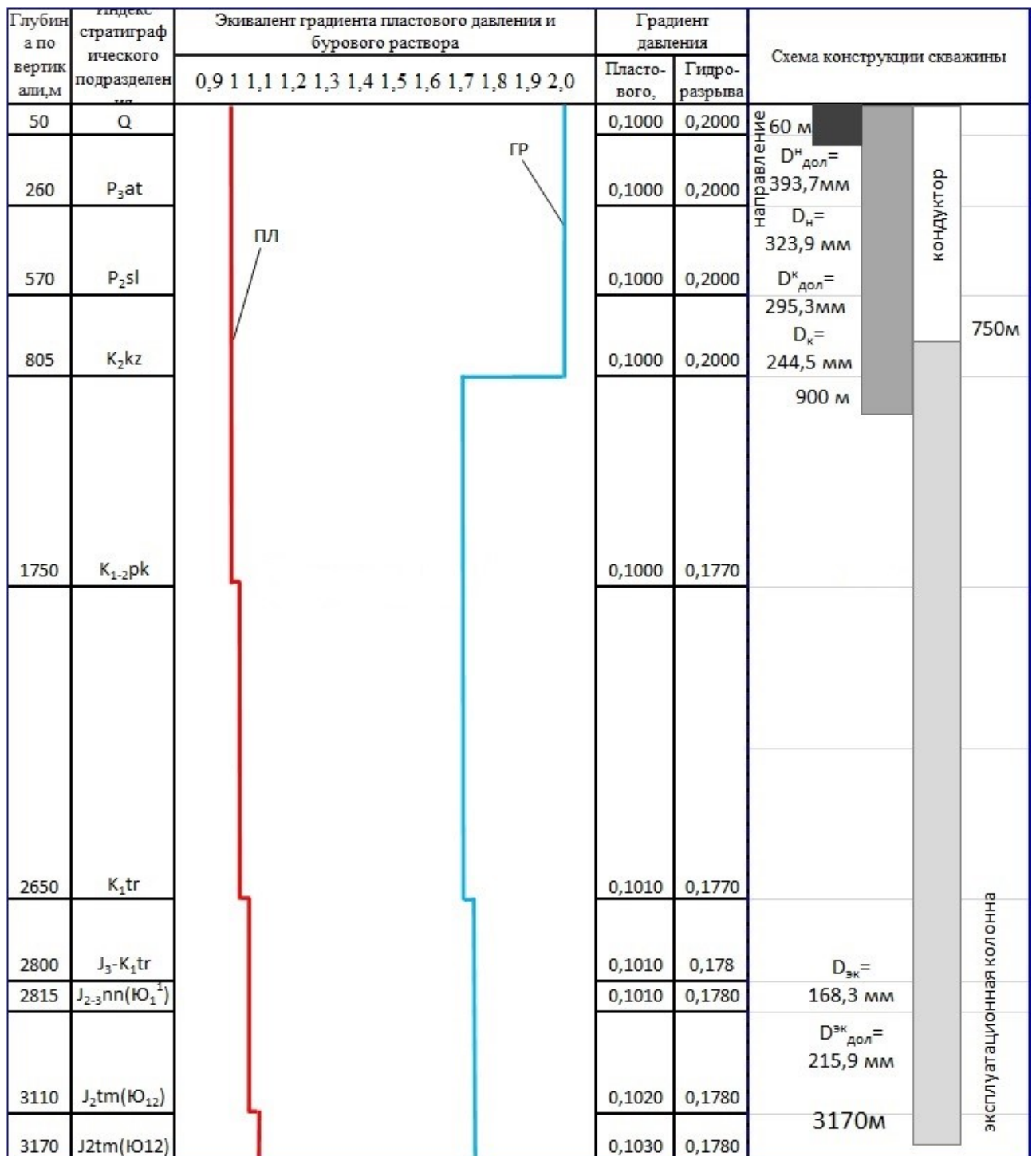


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 50 метров, так как направление рекомендуется спускать с учетом перекрытия их на 10 метров, то глубина спуска направления будет считаться 60м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Основным условием при определении глубины спуска предыдущей колонны является предотвращение гидроразрыва горных пород у башмака предыдущей колонны в случае открытого флюидопроявления. Данное условие является необходимым, т.к. в случае гидроразрыва горных пород под башмаком колонны в процессе ликвидации ГНВП, создать противодействие на пласт будет практически невозможно. Исходя из расчетов (Таблица 4), было принято решение спускать кондуктор на глубину 900 м.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	(Ю ₁ ¹)	Ю ₁₂
Глубина кровли продуктивного пласта - L _{кр}	2800	3110
Градиент пластового давления в кровле пласта - Г _{пл}	0,102	0,102
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине - Г _{грп}	0,177	0,177
Плотность нефти - ρ _н	760	760
Расчетные значения		
L _{конд min}	810	900
Запас	1,08	1,08
Принимаемая глубина	900	

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 3170 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление, кондуктор цементируются на всю длину.
2. Эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых. Значит интервал цементирования составит 2270 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 168,3 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 187,7 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 168,3 мм равняется 25 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 1:

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

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 187,7 мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный 25 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 212,7 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Расчет Кондуктора:

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 2:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный 215,9 мм;

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора, берем равный 12 мм.

$$D_{\text{к вн}} = 227,9 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 25 мм. Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 294,9 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 295,3 мм.

Расчет Направления:

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 2.

$$D_{\text{к вн}} = 307,3 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 323,9 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 351,0 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 39 мм. Значит диаметр долота под направление считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 390 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 393,7 мм.

Запроектированные диаметры долот и обсадных колонн представлены на рисунке 2.

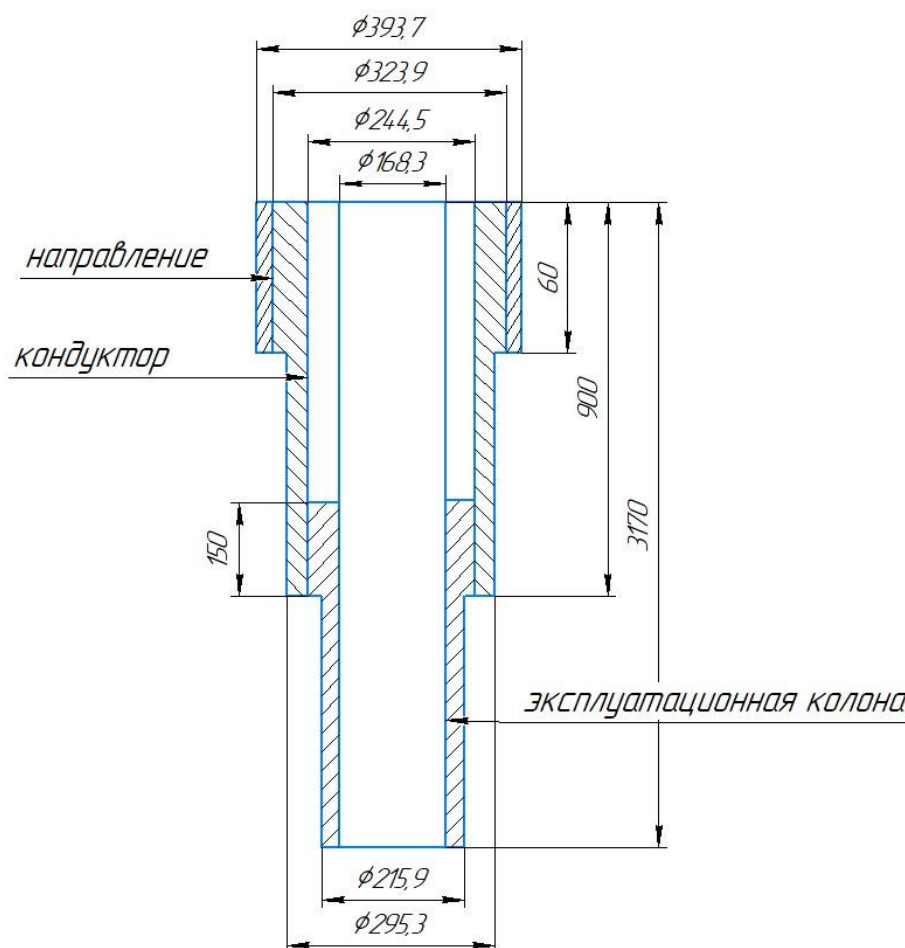


Рисунок 2 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Рассчитаем максимальное устьевое давление скважины по формуле:

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

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, 28,738 МПа;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, 760 кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{\text{кр}}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}} = 31,41 - 760 \cdot 9,81 \cdot 3110 = 8,22 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{пл}} = \text{grad}_i P_{\text{пл}} \cdot H_i, \quad (4)$$

где $\text{grad}_i P_{\text{пл}}$ – градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м;

$$P_{пл1} = 0,0101 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} \cdot 2800 \text{ м} = 28,28 \text{ МПа},$$

$$P_{пл2} = 0,0101 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} \cdot 3110 = 31,41 \text{ МПа}.$$

Величина максимального устьевого давления составляет 8,22 МПа.

Выбираем противовыбросовое оборудование ОП5 – 230/80х35, 230 – условный диаметр проходного превенторного блока, мм; 80 – условный диаметр прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа.

Для бурения скважины используем колонную обвязку ОКК1-21-168х245 К1 ХЛ [26].

2.3 Проектирование процессов углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	900	Совмещенный (Ротор + ВЗД)
900	3170	Совмещенный (Ротор + ВЗД)
2790	2825	Роторный (Отбор керна)
3100	3150	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется специальное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно. Для интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну запроектированы долота типа PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Таблица 6 – Запроектированные долота и калибраторы по интервалам

Интервал		0–60	60–900	900-3170
Шифр долота		393,7 М-ЦГВ (Ш)	БИТ 295,3 В 516 УСМ.08	БИТ 215,9 В 516 У
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC
Диаметр (долото/калибратор), мм		393,7/393,7	295,3/294	215,9/215,9
Тип горных пород		М	М	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-171	Ниппель 3-152	Ниппель 3-117
	API	6 5/8 FH	16 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,49	0,48	0,385
Масса, кг		161	35	24
G, тс	Рекомендуемая	7-24	2-10	2-12
	Предельная	24	10	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	80-400	60-400
	Предельная	300	400	400

2.3.3 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 осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

Интервал	0-60	60-900	900-3170
Исходные данные			
D_d , см	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, Т	24	10	12
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, Т	19,2	8	9,6
$G_{проект}$, Т	3	8	10

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 3 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долот

Для всех интервалов бурения частота вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчет частоты вращения долот приведены таблице 8.

Таблица 8 – Результат расчета частоты вращения долота

Интервал	0-60	60-900	900-3170	
Исходные данные				
V_d , м/с	2,8	2	2	
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин	136	129	177	
$n_{стат}$, об/мин	40-60	100-180	140-200	
$n_{проект}$, об/мин	60	130	180	

2.3.5 Расчет 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 70 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 52 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.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал	0-60	60-900	900-3170
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,65	0,55
K_k	1,3	1,25	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,12
V_m , м/ч	40	35	30
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0143	0,0127	0,0143
n	6	7	5
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1,0
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02

Продолжение таблицы 9

$\rho_p, \text{г/см}^3$	1,121	1,121	1,103
$\rho_n, \text{г/см}^3$	2,0	2,3	2,4
Результаты проектирования			
$Q_1, \text{л/с}$	79	44	20
$Q_2, \text{л/с}$	76	48	23
$Q_3, \text{л/с}$	55	28	24
$Q_4, \text{л/с}$	51	52	42
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{л/с}$	55-79	28-52	24-42
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{\text{проект}}, \text{л/с}$	70	52	35

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины; Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность; Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов; Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Расчет параметров забойных двигателей представлен в таблице 15.

Таблица 10 – Параметры забойных двигателей

Интервал		0-60	60-900	700-2805
Исходные данные				
Dд	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Gос, кН		3	8	10
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Dзд, мм		-	236	173
Mр, Н*м		-	443	371
Mо, Н*м		-	148	108
Mуд, Н*м/кН		-	37	27

Бурение интервала под направление 0–60 метров производится роторным способом. Для интервала бурения 60–900 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.7/8.34.90 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном

расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178М.6/7.62, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 11 [27].

Таблица 11 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240 7/8.34.90	60-900	240	7270	1740	30-50	82-138	17,8	125-209
ДГР- 178М.6/7. 62	900- 3170	178	7900	1074	25-35	156-210	11,8	193

2.3.7 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 и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки. Компоновки низа бурильной колонны приведены в таблицах 12, 13, 14.

Таблица 12 – КНБК для бурения интервала под направление

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–60 м)							
1	393,7 М-ЦГВ (Ш)	0,49	393,7	-	3-171	Ниппель	0,161
2	1-КА 393,7	0,39	393,7	100	3-171	Муфта	0,148
					3-171	Муфта	
3	УБТ-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2,31
					3-171	Муфта	
4	Переводник – 147/171	0,52	203	101	3-171	Ниппель	0,068
					3-147	Муфта	
5	Переводник – 133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
6	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	1438,61
					3-133	Муфта	

Таблица 13 – КНБК для бурения интервала под кондуктор

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60–900 м)							
1	БИТ 295,3 В 516 УСМ.08	0,48	295,3	-	3-152	Ниппель	0,035
2	Д-240	7,27	240	-	3-152	Муфта	1,74
					3-171	Муфта	
3	Ф-240РС	1	220	-	3-171	Ниппель	0,161
					3-171	Муфта	
4	КОБ-240РС	0,80	220	101	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
5	Переводник – 152/171	0,51	203	122	3-171	Ниппель	0,067
					3-152	Муфта	
6	Калибратор К-295,3 МС	0,655	295,3	-	3-152	Ниппель	0,090
					3-152	Муфта	
7	Переводник – 147/152	0,51	190	89	3-152	Ниппель	0,074
					3-147	Муфта	
8	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	3,477
					3-147	Муфта	
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы 13

9	Переводник – 152/147	0,51	197	101	3-147	Ниппель	0,067
					3-152	Муфта	
10	Калибратор К- 295,3 МС	0,655	295,3	-	3-152	Ниппель	0,090
					3-152	Муфта	
11	Переводник – 147/152	0,51	190	89	3-152	Ниппель	0,074
					3-147	Муфта	
12	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	3,477
					3-147	Муфта	
13	Переводник – 133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
14	4ГУМ-162М	4,57	168	57	3-133	Ниппель	0,78
					3-133	Муфта	
15	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	26,03

Таблица 14 – КНБК для бурения под эксплуатационную колонну

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (900–3170 м)							
1	БИТ 215,9 В 516 У	0,38	215,9	-	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР-178	7,9	178	-	3-117	Муфта	1,074
					3-147	Муфта	
3	Ф-172РС	1,4	176	-	3-147	Ниппель	0,105
					3-147	Муфта	
4	КОБ-172РС	0,927	178	-	3-147	Ниппель	0,98
					3-147	Муфта	
5	Переводник – 133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
6	КЛС – 215,9 ст	1,1	215,9	82	3-133	Ниппель	0,17
					3-133	Муфта	
7	Переводник – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
8	УБТ-178	30	178	80	3-147	Ниппель	4,347
					3-147	Муфта	
9	Переводник – 133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,046
					3-133	Муфта	
10	КЛС – 215,9 ст	1,1	215,9	82	3-133	Ниппель	0,170
					3-133	Муфта	
11	Переводник – 147/133	0,52	178	95	3-152	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы 14

12	УБТ-178	30	178	80	3-147	Ниппель	4,347
					3-147	Муфта	
13	Переводник – 133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
14	4ГУМ-162М	4,57	168	50	3-133	Ниппель	0,78
					3-133	Муфта	
15	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	96,47
					3-133	Муфта	

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносимость	на растяжение	на статическую прочность
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,45	–	0,167	0,167	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	0,82	0,286	0,486	0,653	–	–	–
	УБТ	203	100,0	–	–	–	12	0,1925	2,310	2,963	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,2	Е	3П-162-92	46,73	0,0312	1,459	4,422	2,21	>10	9,72
Кондуктор													
60-900 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,48	–	0,035	0,035	–	–	–
	Двигатель	240	–	–	–	–	7,27	–	1,740	1,775	–	–	–
	Калибратор	295	185	–	–	–	0,65	–	0,090	1,878	–	–	–
	УБТ	178	100,0	–	–	–	48	0,1449	6,665	8,543	–	–	–
	ЯС гидрав.	168	57	–	–	–	4,6	0,0312	0,78	9,571	1,31	8,06	3,75
	БТ	127	108,6	9,2	Е	3П-162-92	841,17	0,0312	26,26	35,83	1,35	6,67	3,99
Эксплуатационная колонна													
1580-2890 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,38	–	0,024	0,024	–	–	–
	Двигатель	178,0	–	–	–	–	7,9	–	1,074	1,098	–	–	–
	Калибратор	215,9	80,0	–	–	–	1,1	0,17	0,17	1,268	–	–	–
	УБТ	178	100,0	–	–	–	30	0,1449	4,347	5,615	–	–	–
	Калибратор	215,9	80,0	–	–	–	1,1	0,1495	0,17	5,785	–	–	–
	УБТ	178	100,0	–	–	–	30	0,1449	4,347	10,132	–	–	–
	Яс гидрав.	175,0	64	–	–	–	4,54	–	0,780	10,912	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	3П-162-92	3093	0,0312	96,55	107,68	1,99	2,22	1,38

2.3.8 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

Верхняя часть разреза скважины представлена четвертичными отложениями, а именно песком и глиной. Для бурения этого интервала будет применяться вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 20.

Таблица 16 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Бентопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	125,3

После приготовления бентонитовый буровой раствор обеспечивает технологические свойства представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,03-1,1
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Кондуктор

При бурения интервала под кондуктор будет применен полимер-глинистый буровой раствор, для того чтобы предотвратить осыпи и овалы стенок скважины, так как данный интервал представлен в основном глинами и песчаником. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Бентопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Оснопак™-ВО	Высоковязкий понизитель фильтрации	регулирует водоотдачу и реологические характеристики	0,3-0,5
Ингибитор глин EfSil	Ингибитор	Предотвращает набухание глин и сланцев	1-4
Гипан	Загуститель бурового раствора	Увеличение вязкости, снижение показателя фильтрации	0,1-0,15
Лубрекс	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	125,3

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение	
Плотность, г/см ³	1,02-1,03	1,04-1,05
Условная вязкость, с	30-40	20-35
Пластическая вязкость, сПз	15-20	10-18
ДНС, дПа	35-80	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-110	6-10
рН	8-9	8-9
Содержание песка, %	< 1,5	< 1,5

Эксплуатационная колонна

Для бурения интервалов под эксплуатационную колонну будет использоваться биополимерный буровой раствор. Компонентный состав биополимерного раствора представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Компонентный состав биополимерного раствора

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Каустическая сода	Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Ксантановая смола Xantan Gum	Структурообразователь	Структурообразователь для безглинистой системы	3,4-3,6
Ингибитор глин EfSil	Ингибитор	Предотвращает набухание глин и сланцев	1-4
Лубрекс	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	Подавляет рост бактерий	0,4-0,5
Крахмал модифицированный КМ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
APR	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства представленные в таблице 21.

Таблица 21 – Технологические свойства 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
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки.

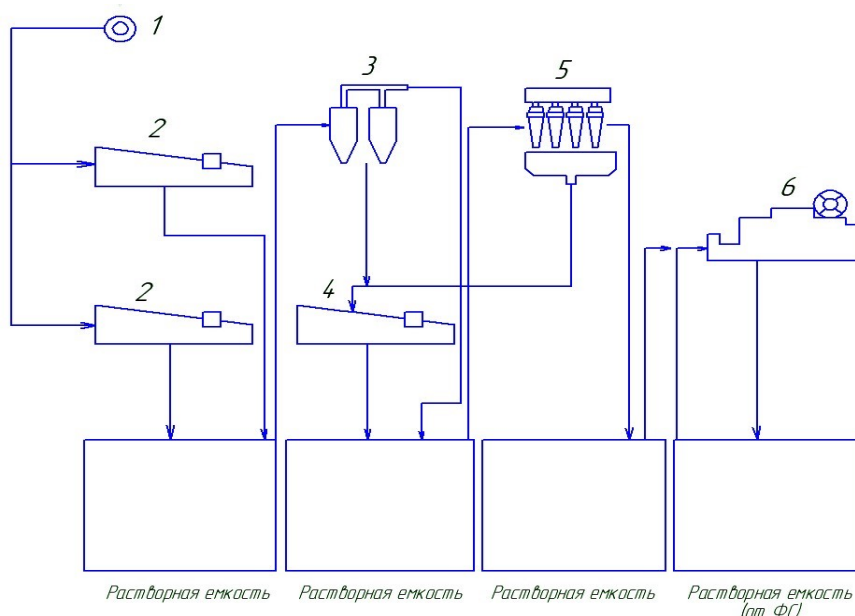


Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора

1 – скважина; 2 – вибросито; 3 – пескоотделитель; 4 – сито-гидроциклонная установка; 5 – илоотделитель; 6- центрифуга.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

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 22, 23, 24.

Таблица 22 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно-логической 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, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	бурение	0,48	0,058	периферийная	5	14,3	88	2,61
Под кондуктор									
60	900	бурение	0,69	0,074	периферийная	5	12,7	79,7	2,72
Под эксплуатационную колонну									
900	3170	бурение	1,30	0,098	периферийная	5	11	75,8	3,22

Таблица 23 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	90	180	231,8	100	96	35,33	70,66
60	900	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	90	170	261,2	100	77	25,25	50,51
900	3170	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	90	160	290,7	100	125	36	36

Таблица 24 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	66,7	51,2	0	5,3	0,1	10
60	900	БУРЕНИЕ	139,8	42,1	47,9	37,4	2,5	10
900	3170	БУРЕНИЕ	281,5	37	154,8	65,6	20,7	3,0

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Так как скважина является разведочной, то предусмотрен обязательный отбор керна в интервале каждого продуктивного горизонта в который входит 10 м до кровли продуктивного пласта, продуктивный пласт и 10 м ниже кровли продуктивного пласта.

Для отбора керна запроектирована бурильная головка исполнения «Буринтех» БИТ 212,7/100 В 12 12 2 АМ и Кернаотборное устройство СК-178/100 «Трайс 6».

Опираясь на статистические значения выбираем режим бурения для отбора керна. Результат проектирования приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2790-2825	СК-178/100 «Трайс 6»	2-5	20-40	15-20
3100-3150	СК-178/100 «Трайс 6»	2-5	20-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные к расчету представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1450	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1860
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	760	Глубина скважины, м	3170
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	750	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	470
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	2113,3

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.

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 6, 7 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

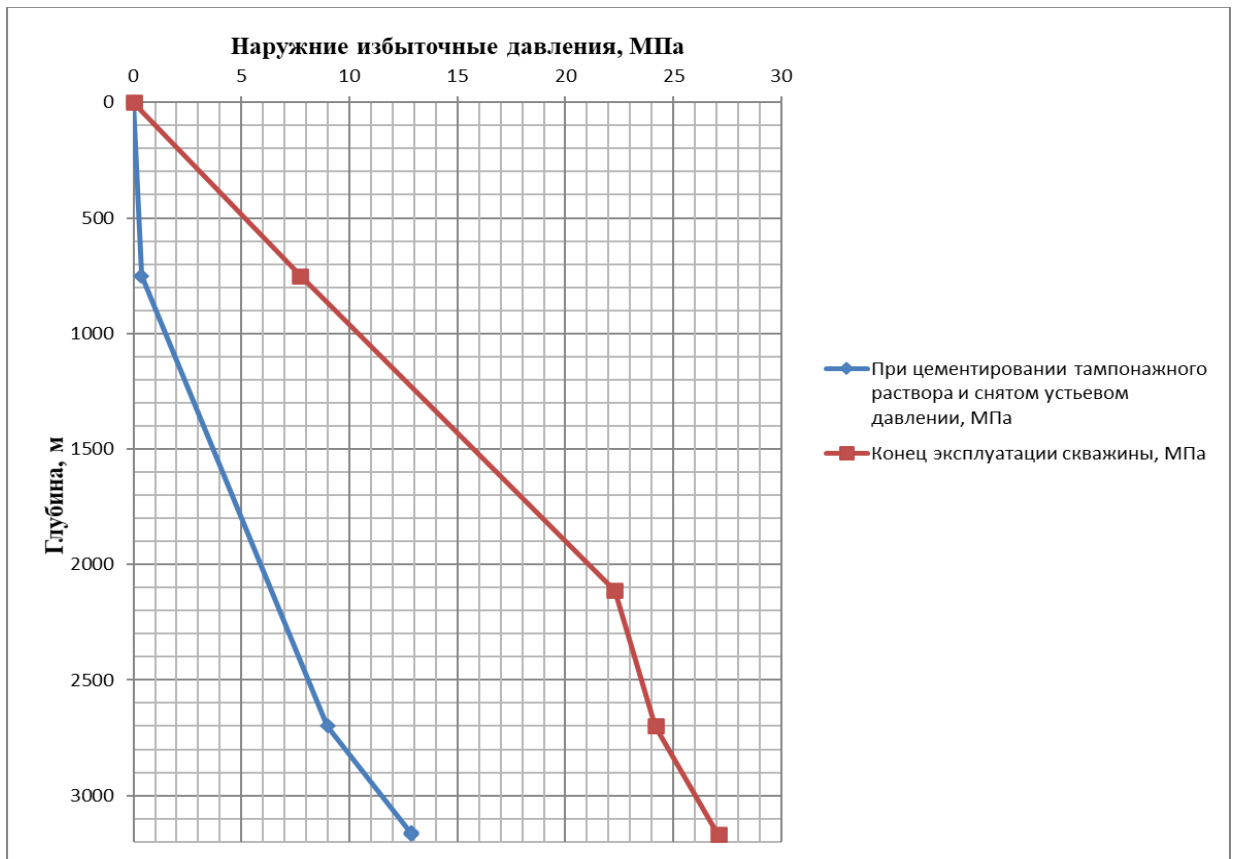


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

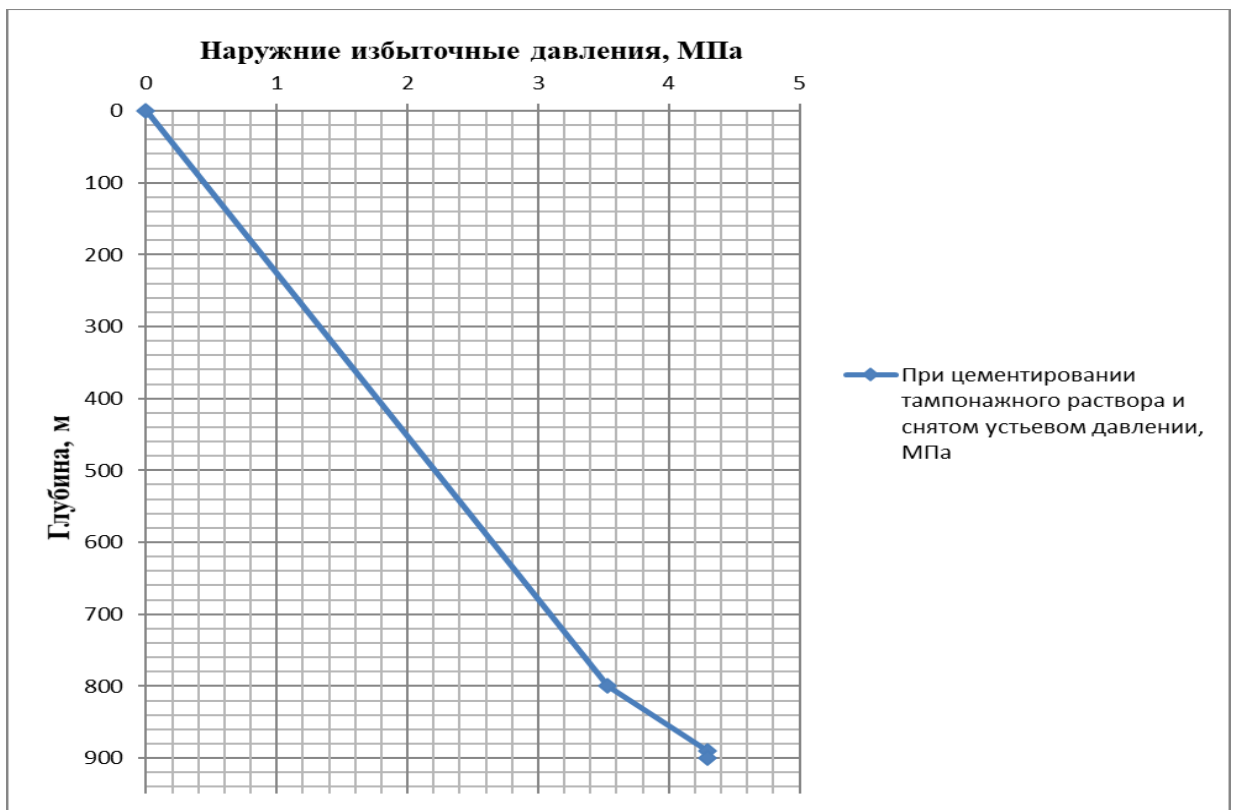


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

$$P_{ви} = P_v - P_n, \quad (5)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 6,7.

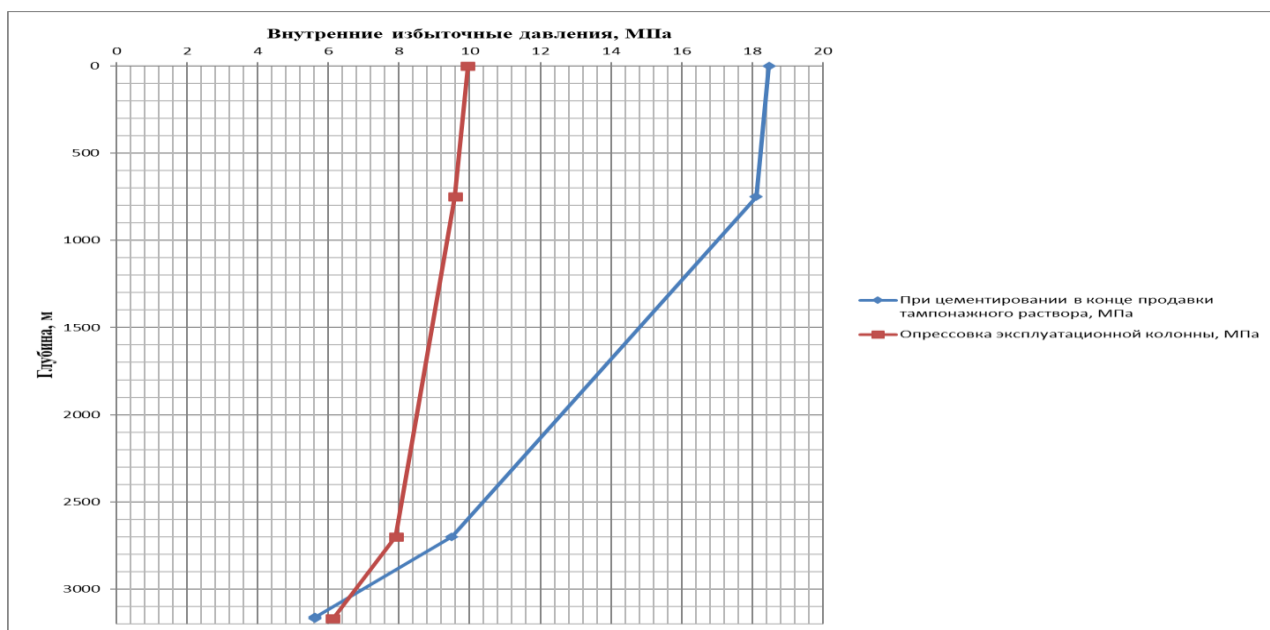


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений

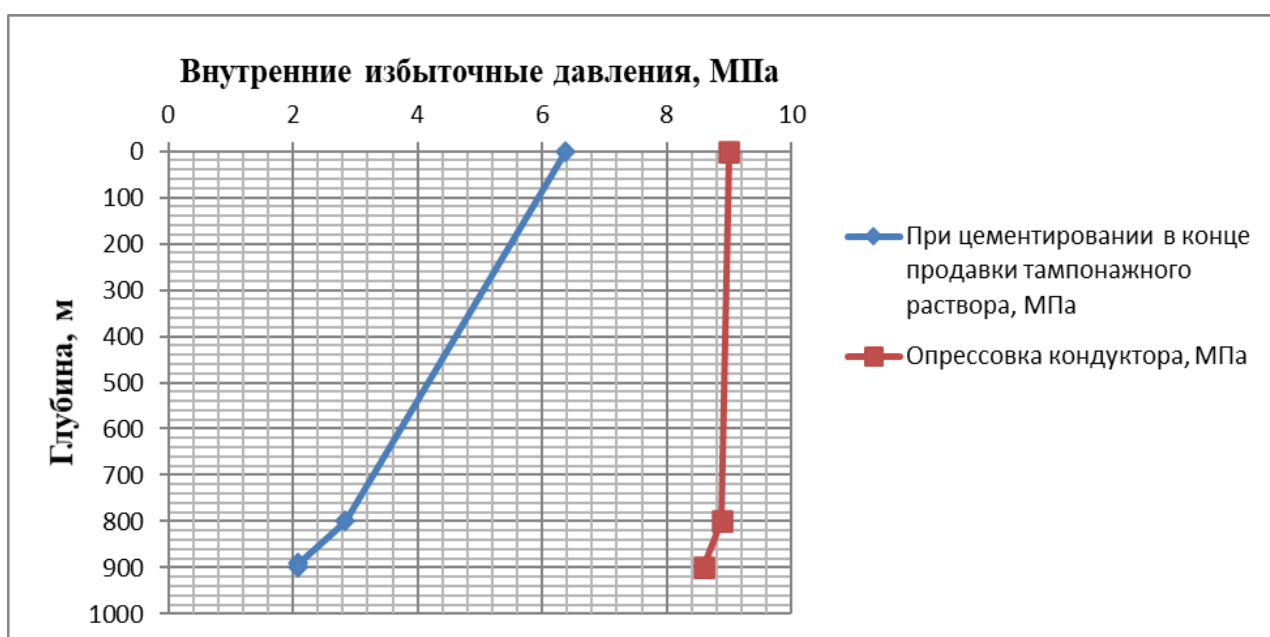


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений

Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 27.

Таблица 27 – 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	8,5	60	67	2680	3426	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	900	47	42300	52943	0-900
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	420	41,4	17388	114738	2750-3170
2	ОТТМ	Д	8,9	2750	35,4	97350		0-2750

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

Для Направления:

- башмак типа БКМ-324 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОДМ -324-ОТТМ;
- центраторы ЦПЦ-324/394
- разделительные пробки ПРП-Ц-324;

Для Кондуктора:

- башмак типа БКМ-245 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОДМ -245-ОТТМ;
- центраторы ЦПЦ-245/295
- разделительные пробки ПРП-Ц-245;

Для Эксплуатационной колонны:

- башмак типа БКМ-168 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОДМ -168-ОТТМ;

- центраторы ЦПЦ-168/215
- турбулизаторы ЦТ-168/215
- разделительные пробки ПРП-Ц-168;

Таблица 28 – 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, 324	БКМ-324	60	60	1	1
	ЦКОДМ -324	50	50	1	1
	ЦПЦ-324/394	0	60	3	3
	ПРП-Ц-324	50	50	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245	900	900	1	1
	ЦКОДМ -245	890	890	1	1
	ЦПЦ-245/295	0	900	29	29
	ПРП-Ц-245	890	890	1	1
Эксплуатационная, 168	БКМ-168	3170	3170	1	1
	ЦКОДМ -168	3160	3160	1	1
	ЦПЦ-168/215	0	900	20	80
		900	3170	60	
	ЦТ-168/215	900	3170	46	46
	ПРП-Ц-В 168	3150	3150	1	1
	ПРП-Ц-Н 168	3160	3160	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (6)$$

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

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

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

$$0,01479+44,039 \leq 0,95*55,33,$$

$$44,40 \leq 52,56.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование [28].

Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Для приготовления раствора нормальной плотности будем использовать марку цемента: ПЦТ - II - 150. Для приготовления облегченного тампонажного раствора используем марку цемента: ПЦТ - III - Об (4-6) - 100.

Таблица 29 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объём жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объём воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,94	1050	5,94	МБП-СМ	84
				МБП-МВ	71,2
Продавочная жидкость	57,47	1000	-	Техническая вода	-
Облегченный тампонажный раствор	32,35	1450	23,96	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	26110
				НТФ	13,26
Нормальной плотности тампонажный раствор	9,52	1860	5,62	ПЦТ - II - 150	13020
				НТФ	3,9

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементовочного оборудования

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

$$m = G_{\text{сyx}} / G_6, \quad (7)$$

G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого»

Для цемента нормальной плотности

$$m = 13,02 / 13 = 1,001.$$

Для облегченного

$$m = 26,11 / 10 = 2,61 \text{ (требуется дозатарка цемента во время приготовления)}$$

Понадобиться цементосмесительные машины – 3 шт.

Осреднительных установок типа УСО-20 – 1 шт.

Цементировочных агрегатов: ЦА-320 – 2 шт.

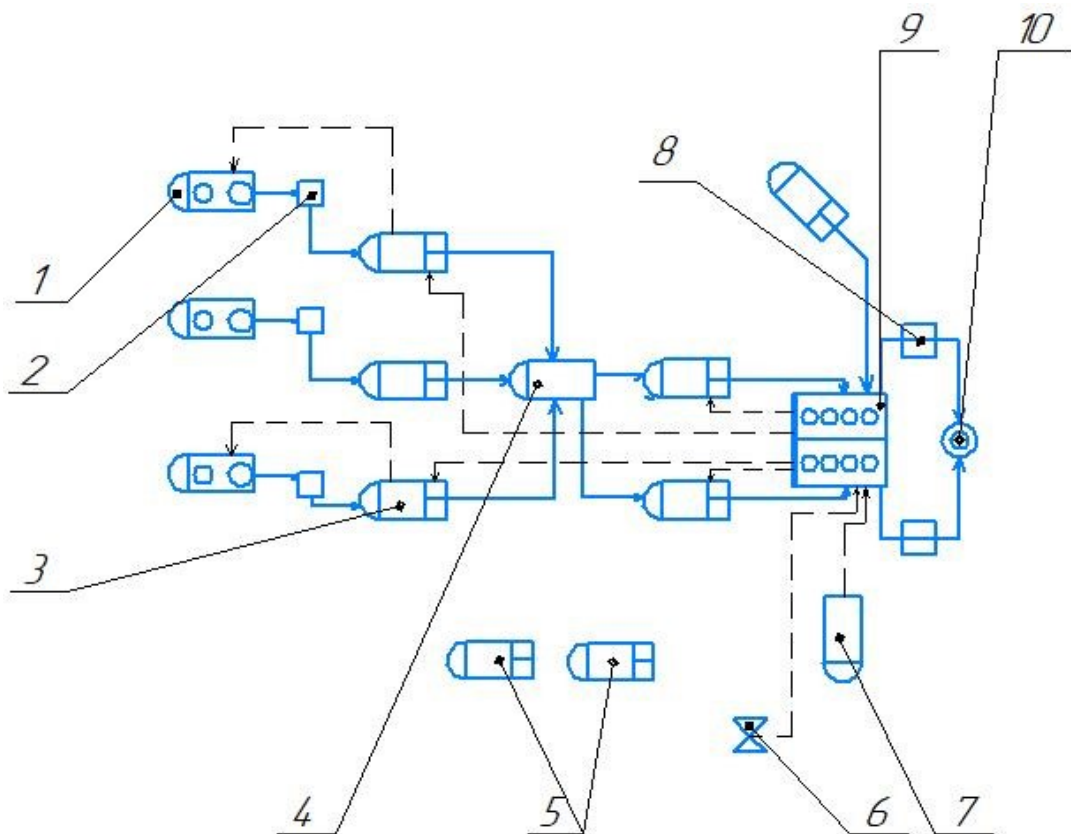


Рисунок 10 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320; 4 – осреднительная емкость УО-20; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320(резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция СКЦ; 9 – блок манифольдов; 10 – устье скважины

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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 8.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \quad (8)$$

Для пласта Ю₁¹:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+0,05) \cdot 28280000}{9,81 \cdot 2800} = 1081,03 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

Для пласта Ю₁₂:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+0,05) \cdot 31410000}{9,81 \cdot 3110} = 1081 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 9.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{вн 1}} + V_{\text{вн 2}}) = 2(7,98 + 49,79) = 1115,54 \text{ м}^3, \quad (9)$$

где $V_{вн1}$ – внутренний объем первой секции, м³,

$V_{вн2}$ – внутренний объем второй секции, 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.

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

Таблица 30 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
1	2	3	4	5	6
15	Кабель	Кумулятивная	ORION 89КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля
30	НКТ	Кумулятивная	ORION 89КЛ	20	1

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 пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

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 фонтанная АФК1 – 65х21 ХЛ.

2.5 Выбор буровой установки

Проектируется применение буровой установки БУ-3200/200-ЭУК, запроектированная буровая установка представлена в таблице 35.

Таблица 31 – Запроектированная буровая установка

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	108,69	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 108,69
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	114,73	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 114,73
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	141,3	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/141,3=1,42 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

3. Специальная часть

3.1. Сравнительный анализ работы долот со стандартным вооружением и ONYX 360

Внедрение резцов PDC в 1970-х годах внесло значительные изменения в программы строительства скважин. В настоящее время данные резцы являются наиболее востребованными режущими элементами в отрасли и на них приходится более 80% общей длины проходки при бурении нефтяных и газовых скважин по всему миру.

В последнее время требования, предъявляемые нефтяными компаниями к долотным подрядчикам, постоянно ужесточаются, требуется внедрение новых, более экономически выгодных и эффективных технологий. Одна из ключевых задач долотного сервиса состоит в увеличении метража проходки на долото, а в некоторых случаях, и в бурении всего интервала одним долблением, что позволяет уменьшить количество СПО и время на строительство скважин. Поскольку одной из наиболее распространенных причин преждевременного подъема долот обычно становится износ резцов, компания Smith Bits (Schlumberger) поставила перед собой задачу значительно повысить долговечность резцов и улучшить производительные показатели бурения.

Результатом проделанной работы в настоящее время стала уникальная технология, которая позволяет долотам PDC повернуть алмазный резец на 360° в процессе бурения, что значительно улучшает долговечность долота в абразивных породах и увеличивает проходку на долото. Проведем сравнительный анализ работы долот со стандартным вооружением и ONYX 360”.

3.2 Принцип работы зафиксированными резцами PDC

Несмотря на широкое распространение, фиксированные резцы PDC имеют неотъемлемое ограничение: большая часть режущей кромки

зафиксирована в лопасти долота, ограничивая контакт реза с породой. Соответственно, более 60% длины окружности режущей кромки реза остается незадействованной во время спуска долота, при этом только от 10 до 40% режущей кромки внедряется в породу.

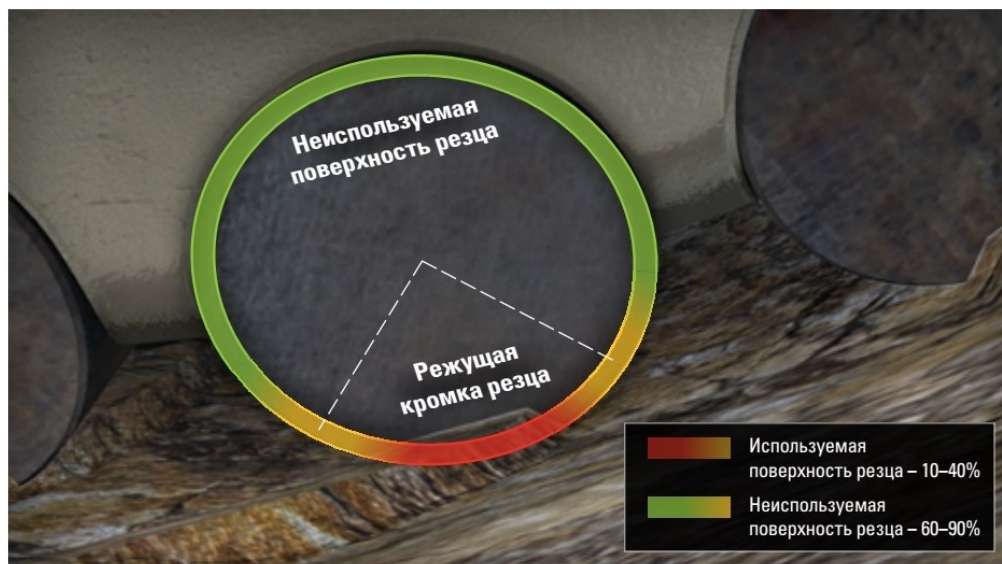


Рисунок 11 – Использование поверхности реза

Использование рабочей поверхности фиксированных резцов ограничено их конструкцией. Режущая часть кромки фиксированных резцов, вступающая в контакт с горной породой, подвергается механическому или термическому воздействию, вызывающему износ и скалывание. Такой концентрированный износ малой части режущей поверхности приводит к ухудшению эффективного внедрения в породу, что в свою очередь приводит к потере механической скорости проходки. А так же, сильно снижается продолжительность работы долота, сокращая длину проходки за одно долбление. Распространение теплоты трения от притупления в фиксированных резцах PDC и изношенный резец с большой зоной притупления показано на рисунке 12.

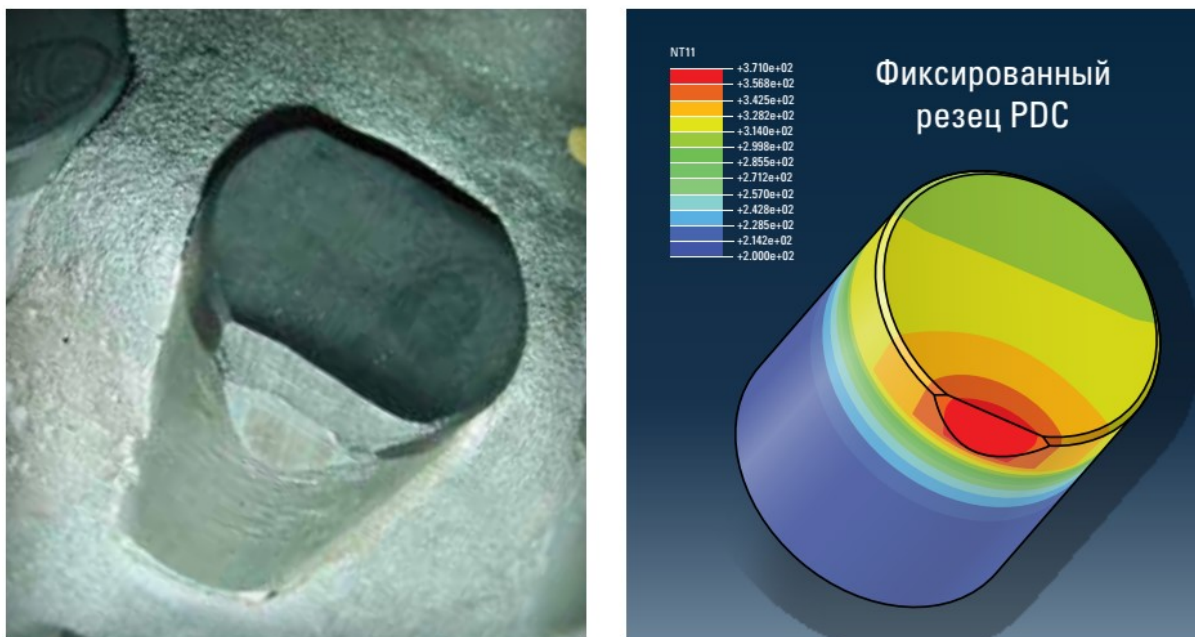


Рисунок 12 – С помощью ПО FEA показано распространение теплоты трения от притупления в фиксированных резцах PDC

3.3 Принцип работы вращающихся резцов

Как было представлено ранее режущая часть фиксированных элементов традиционной конструкции используется на 10-40%, в то время как использование новых вращающихся резцов PDC позволит значительно увеличить продолжительность работы благодаря постоянному обновлению части режущей поверхности, контактирующей с породой, что позволит режущей кромке резца дольше сохранять остроту. Кроме того, вращение улучшает рассеивание тепла, предотвращая накопление тепловой энергии.

Вращающиеся резцы PDC ONYX 360 значительно увеличивают продолжительность работы долот PDC благодаря вращению на 360°. Благодаря оптимальному расположению в зонах наибольшего износа режущей структуры долота, для внедрения в породу используется вся длина режущей кромки. Вращение резцов позволяет алмазной кромке дольше сохранять остроту, увеличивая продолжительность работы резцов ONYX 360 по сравнению с фиксированными резцами класса Premium. По сравнению с долотами,

вооруженные только фиксированными резцами, долота PDC с вращающимися резцами ONYX 360 продемонстрировали значительное увеличение длины проходки на 57%.

Включение вращающихся резцов в режущую структуру долот PDC потребовало разработки новой и прочной конструкции. Инженеры-разработчики компании Smith Bits спроектировали систему резцов, включающую корпус, впаянный в лопасть долота, внутри которого находится втулка, удерживающая резец и обеспечивающая его вращение.

Ориентация вращающихся резцов в лопастях долот относительно породы и нагрузка на долото во время бурения обеспечивают эффективное вращение резцов.

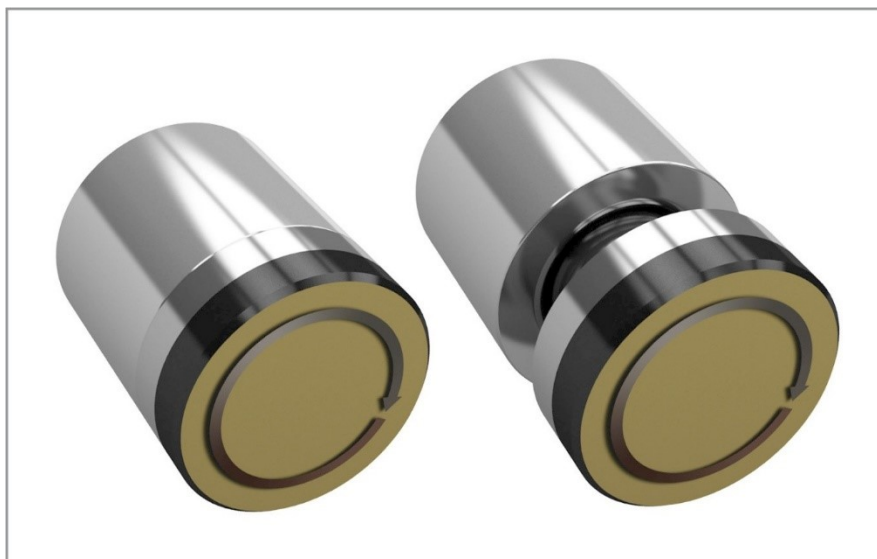


Рисунок 13 – Вал резца включенный в корпус для обеспечения удержания и вращения резцов во время бурения

3.4 Лабораторные испытания

Для сравнения новых вращающихся резцов с фиксированными резцами PDC Premium были проведены испытания на долговечность, в ходе которых оба резца были установлены на испытательные стенды для бурения образцов гранитных пород прочностью на сжатие 2100 кг/см². Испытания показали что

высококачественные фиксированные режущие элементы потребовали значительного увеличения усилия на долото для того, чтобы обеспечить постоянную величину механической скорости проходки, и полностью вышли из строя менее чем за 100 циклов. Бурение с применением вращающихся элементов ONYX 360 потребовало вдвое меньшего усилия на долото, а вращающиеся элементы сохранили работоспособность после 600 циклов, представлено на рисунке 14.

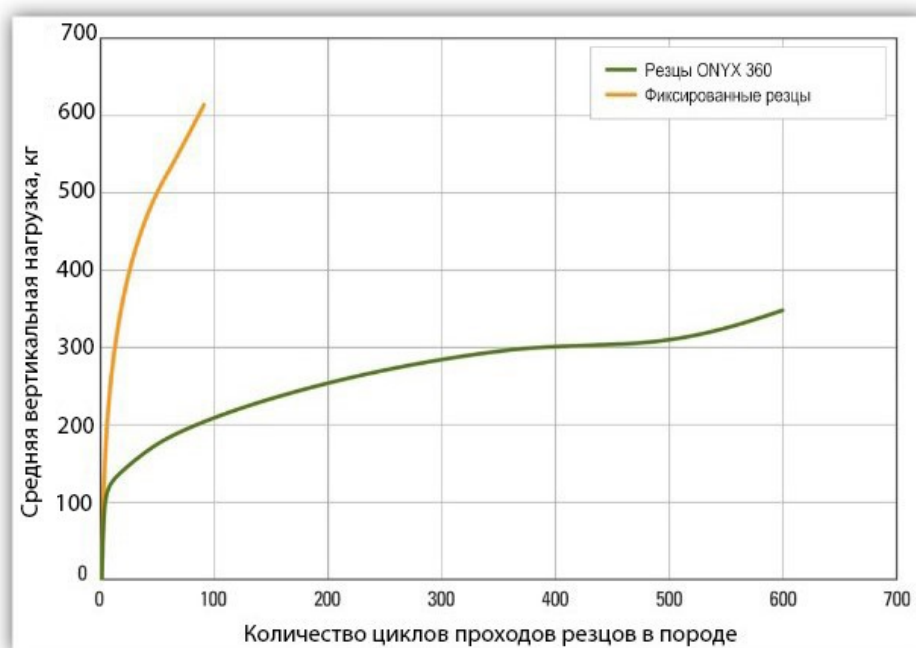


Рисунок 14 – Сравнительные испытания фиксированных резцов и резцов ONYX 360 в лабораторных условиях

Износ фиксированных резцов сконцентрирован на небольшой части алмазной поверхности резцов. В результате, после 90 проходов в ходе испытательного бурения на фиксированных резцах Premium образовались значительные зоны притупления. Так как у вращающихся резцов ONYX 360 в контакт с породой вступает 100% алмазной поверхности, износ распределяется по режущей поверхности равномерно. В результате после 300 проходов износ

практически не наблюдается, а после 540 проходов наблюдается незначительный износ.

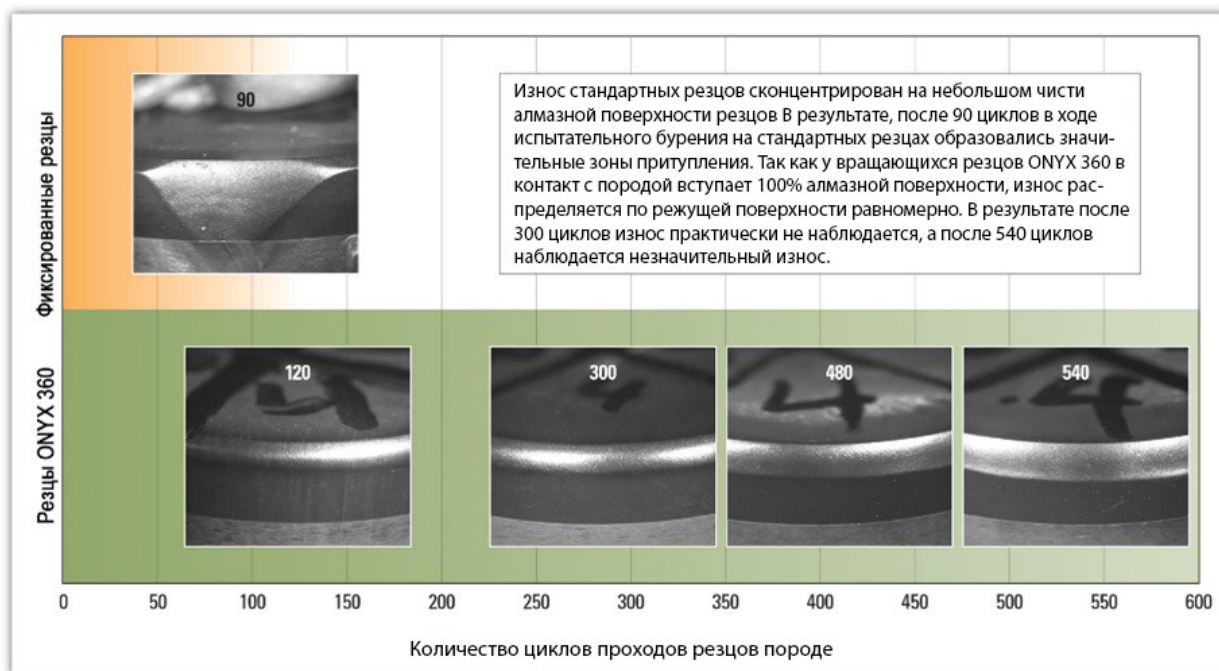


Рисунок 15 – сравнительные испытания фиксированных резцов и резцов ONYX 360 в лабораторных условиях по количеству циклов проходов

Для прямого сравнения вращающихся резцы ONYX 360 были установлены на одну лопасть долота PDC вместе с фиксированными резцами Premium. Оба типа резцов сравнили после бурения 1800-футовой горизонтальной секции в абразивном песчанике: степень изнаса фиксированных резцов была признана сильной, в то время как вращающиеся резцы находились в отличном состоянии. Незначительный и равномерный изнас подтвердил вращение резцов, а применение вращающихся резцов ONYX 360 в зоне уплотнительного торца позволило увеличить продолжительность работы долот.



Рисунок 16 – Резцы ONYX 360 (a-d) продемонстрировали почти полное отсутствие износа по сравнению с расположенными рядом фиксированными резцами

3.5 Результаты проведения работ с долотами с ONYX 360 на территории США и России.

Так к примеру, в Соединенных Штатах на гранитных залежах в западной Оклахоме с помощью управляемого забойного двигателя пробурен горизонтальный интервал в абразивной среде, буровые долота PDC при этом были снабжены подвижными резцами ONYX 360. Проходка долота была продлена на 57%, а механическая скорость проходки бурения увеличилась на 44%. Новые вращающиеся резцы также выдержали равномерный износ без потери резцов по сравнению с фиксированными резцами, которые показали больший износ с меньшей глубиной бурения.

График сравнений долот по механической скорости проходки показано на рисунке 17.

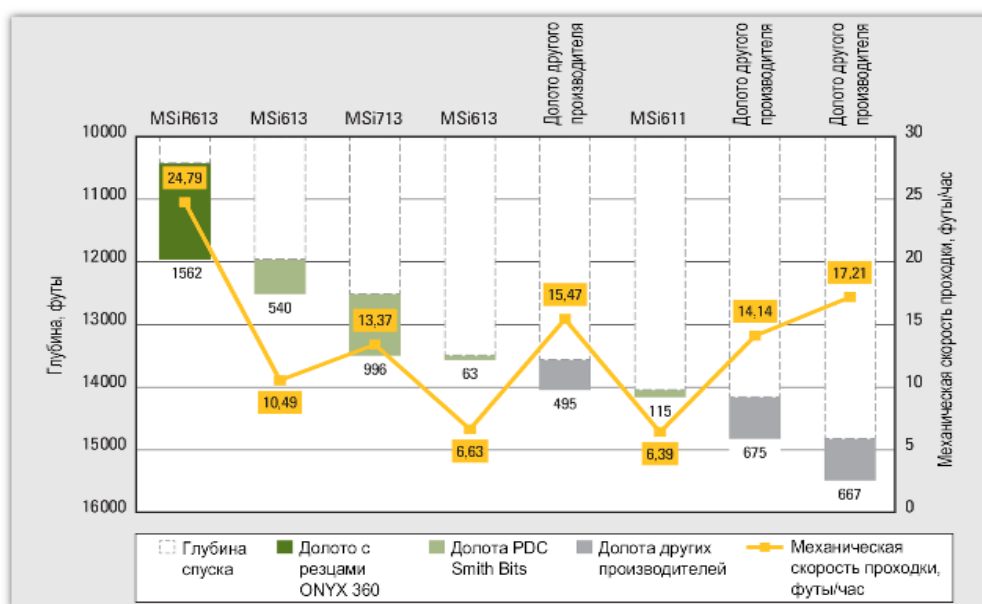


Рисунок 17 – График сравнений долот по механической скорости проходки

На территории Российской Федерации испытание данной технологии, на сегодняшний день, прошли в республики Коми. Характеристики проведенного испытания представлены в таблице 32, а результаты проведения работ долот с резами ONYX 360 показано на рисунке 18.

Таблица 32 – Характеристики и сравнение проведенных испытаний:

Наименование	«Волгабурмаш»	«Буринтех»	ONYX 360
Долот	219,1 FD613SM	БИТ 219.1 BT613 UCSB	219,1мм MDSiR813
Привод	ВЗД (7/8)	ВЗД (7/8)	ВЗД (7/8)
Зенитный угол (нач/конец),град	-	-	6,16 /3,0
Азимут (нач/конец), град	-	-	89,45 /90,0
Глубина спуска, м	3647,2	3843,9	3906,8
Глубина подъема, м	4007,3	4134,7	4101,2
Проходка на долото, м	360,1	290,8	194,4
Время мех.бурения, ч	116,6	123,9	118,37
Средняя механическая скорость, м/ч	0,3	0,34	1,6
Причина подъёма	Падение мех. скорости	Падение мех. скорости	Достижения проектной глубины
Износ вооружение	100%	96%	9%

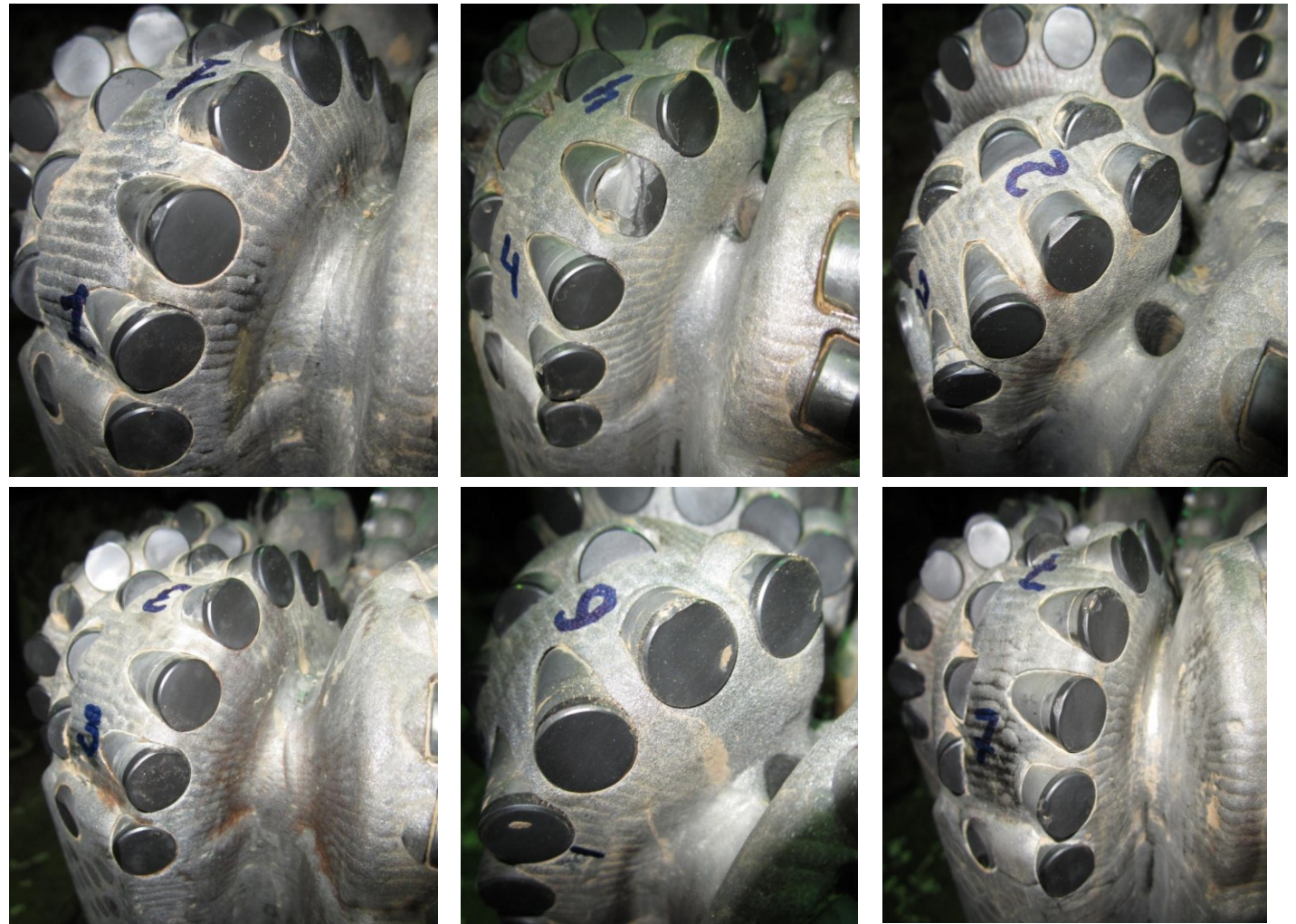
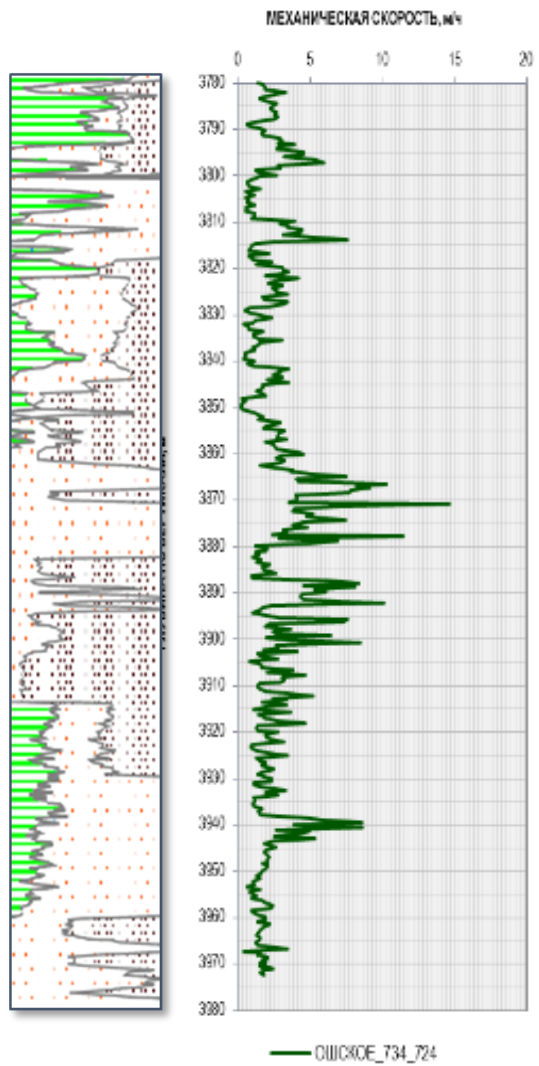


Рисунок 18 – Результаты отработки

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Организационная структура управления предприятием

Миссия ООО «Буровая компания «Евразия» заключается в предоставлении высококачественных услуг по бурению и строительству нефтяных и газовых скважин в сочетании с использованием передовых технологий.

БКЕ стремится к тому, чтобы квалифицированный персонал, мощный производственно-технический потенциал и системный подход к развитию упрочили лидирующие позиции Компании на рынке сервисных услуг.

В своей деятельности БКЕ учитывает общемировые тенденции развития отрасли и стремится соответствовать самым высоким стандартам производства.

Приоритетными направлениями политики ООО «БКЕ» являются сохранение жизни и здоровья сотрудников компании, а также снижение негативного воздействия на окружающую среду и рациональное использование природных ресурсов.

ООО «Буровая компания «Евразия» предоставляет следующие услуги:

- Строительство поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин
- Бурение горизонтальных, наклонно-направленных и пологих скважин
- Бурение многоствольных и разветвленно-горизонтальных скважин
- Бурение нефтяных скважин на равновесии и депрессии
- Освоение и испытание эксплуатационных и разведочных скважин
- Бурение вторых стволов из ранее пробуренных и обсаженных скважин
- Внедрение новых технологий и инженерное сопровождение бурения скважин
- Исполнение функций интегратора при выполнении работ по интегрированному подряду

4.2 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые». [1]

Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины по ЕНВ приведена в таблице В.1 приложения В.

Таблица 33 – Норма механического бурения проектной скважины

Интервал бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч
	от (верх)	до (низ)		
Направление	0	60	60	0,027
Кондуктор	60	900	840	0,032
Экспл. колонна	900	3170	2270	0,054

Время на строительно-монтажные работы составит 1080 ч или 45 сут.

Время на подготовительные работы к бурению составят 54,3 ч или 2,26 сут.

Время бурения скважины и крепления обсадных колонн составит 312,78 ч или 13,03 сут.

Время испытания скважины на продуктивность 240 ч или 10 сут.

Плановый график выполнения работ по строительству скважины представлен в таблице 2.

Таблица 34 – Плановый график выполнения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.Вышкомонтаж	45,00													
2.Бурение	15,29													
3.Испытание	10,00													

Состав буровой бригады для выполнения данных работ представлено в таблице 3 [1].

Таблица 35 – Состав бригады

Должность	Количество человек
Мастер буровой	2
Технолог	2
Бурильщик	4
Бурильщик подменный	4
Помощник бурильщика	12
Электромонтёр	4
Слесарь	4
Лаборант	2
Итого	34

4.3 Расчет отчислений и заработной платы персонала

Статья включает заработную плату всех членов буровой бригады при условии сменности вахты 15/15 дней. Оклад установлен по среднему заработку на территории РФ. Строительство осуществляется на территории Новосибирской области, поэтому работа в г. Новосибирске подпадает под действие ст. 148 ТК РФ, а именно как под работу в местностях с особыми климатическими условиями.

Таким образом, организация обязана начислять работнику заработную плату с учетом районного коэффициента в размере 1,25 за весь период работы.

Каждому сотруднику так же начисляется надбавка за работу вахтовым методом. Размер надбавки не регламентируется и устанавливается на усмотрение работодателя. Для данного проекта размер надбавки составит 15%.

Расчет заработной платы осуществляется по формулам:

Месячная тарифная ставка:

$$E_{р.ч} \times E_{ч.с} = E_{т.с}, \quad (1)$$

где $E_{р.ч}$ – количество рабочих часов в месяц;

$E_{ч.с}$ – часовая ставка работника;

$E_{т.с}$ – месячная тарифная ставка.

Расчет надбавки районного коэффициента:

$$E_{т.с} \times K_p = T_{с.н} \quad (2)$$

где K_p – районный коэффициент;

$T_{с.н}$ – сумма надбавки.

Расчет надбавки за работу вахтовым методом:

$$E_{т.с} \times K_{вахта} = T_{вахта}, \quad (3)$$

Таблица 36 – Расчет основной заработной платы за одну рабочую вахту

Должность	Часовая ставка, руб.	Количество часов	Мес. тариф. Ставка, руб	Районный коэф.	Надбавки за работу вахт. Метод, руб	Общая заработная плата, руб
Мастер буровой	720 руб/ч	165	118 800	29 700	17 820	166 320
Технолог	650 руб/ч	165	107 250	26 812,5	16 087,5	150 150
Бурильщик	650 руб/ч	180	117 000	29 250	17 550	163 800
Бурильщик подменный	630 руб/ч	180	113 400	28 350	17 010	158 760
Помощник бурильщика	450 руб/ч	180	81 000	20 250	12 150	113 400
Электромонтёр	640 руб/ч	180	115 200	28 800	17 280	161 280
Слесарь	640 руб/ч	180	115 200	28 800	17 280	161 280
Лаборант	470 руб/ч	165	77 550	19 387,5	11 632,5	108 570

Общая сумма заработной платы с учетом количества человек составит 4 791 360 рублей.

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые взносы)

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:

$$СВ = ЗП_{общ.} \times 30\%, \quad (3)$$

где $ЗП_{общ.}$ – общая заработная плата;

СВ – сумма страхового взноса.

Таблица 37 – Отчисления во внебюджетные фонды (страховые взносы)

Должность	Заработная плата, руб.	Отчисления, руб
Мастер буровой	166 320	49 896
Технолог	150 150	45 045
Бурильщик	163 800	49 140
Бурильщик подменный	158 760	47 628
Помощник бурильщика	113 400	34 020
Электромонтёр	161 280	48 384
Слесарь	161 280	48 384
Лаборант	108 570	32 571

Общая сумма отчисления во внебюджетные фонды (страховые взносы) составит 355 068 рублей.

4.4 Расчёт технико-экономических показателей (ТЭП)

Расчет основных технико-экономических показателей:

Механическая скорость бурения:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \quad (4)$$

где, H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{3170}{182} = 17,41 \text{ м/час},$$

Рейсовая скорость бурения:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час}, \quad (5)$$

где, $t_{СПО}$ – время СПО, час;

$t_{ПВР}$ – время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, час;

$$V_P^B = \frac{3170}{(182+19+38)} = 13,26 \text{ м/час}$$

Коммерческая скорость:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (6)$$

где, T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K^B = \frac{3170 \cdot 720}{332} = 6874,69 \text{ м/ст.мес}$$

Цикловая скорость:

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

где, $T_{Ц}$ – время цикла строительства скважины, час;

$$V_{Ц}^B = \frac{3170 \cdot 720}{516} = 4423,25 \text{ м/ст.мес}$$

Техническая скорость :

$$V_T = \frac{H \cdot 720}{t_{ПВ}} \text{ м/ст.мес,} \quad (8)$$

где, $t_{ПВ}$ – производительное время бурения, час;

$$V_T = \frac{3170 \cdot 720}{296} = 7710,81 \text{ м/ст.мес}$$

Проходка на долото h_d , м:

$$h_d = H / n, \quad (9)$$

где n – количество долот.

Таблица 38 – Затраты времени на строительство скважины

Затрачиваемое время на:	Вертикальной скважины, час
Глубина скважины	3170
Продолжительность бурения, сут.	36,22
Механическая скорость, м/ч	17,41
Рейсовая скорость, м/ч	13,26
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	6874,69
Техническая скорость м/ст.-мес.	7710,81
Проходка на долото, м	1056,7

4.5 Расчет экономического эффекта от внедрения долота БИТ 215,9 В 516 У фирмы «Буринтех» и долота 215,3 З-ГВ (Ш) «Волгабурмашь»

Таблица 39 – Сравнительная таблица экономической эффективности долот

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	215,3 З-ГВ-(Ш)	БИТ 215,9 В 516 У
1	2	3	4	5
1.	Интервал бурения	м	900-3170	
2.	Средняя механическая скорость	м/час	16,42	19,98
3.	Время на 1 СПО	м	5,6	5,6
4.	ПЗР на 1 СПО	час	0,75	0,75
5.	Проходка общая	м	2270	2270
6.	Время мех. бурения	час	138,24	113,6
7.	Проходка на долото	м	261	2270
8.	Количество долот	шт	3	1
9.	Средняя стоимость 1 долота	руб	39150,00	168511,20
10.	Общая стоимость долота	руб	117450,00	168511,20
11.	Количество СПО	опер	3	1
12.	Стоимость 1 часа работы буровой бригады	руб	10500	10500
13.	Экономия времени за счет сокращения СПО	час		11,2
14.	Экономия времени за счет скорости	час		24,64
15.	Итого сокращение времени бурения	час		35,84
16.	Экономический эффект за счет времени	руб		489 405
17.	Экономия денежных ресурсов	руб		-51061,20
	Всего экономический эффект	руб		325 258,8

Экономический эффект от внедрения долот БИТ 215,9 В 516 У при бурении эксплуатационной колонны на вертикальной скважине составит: 325 258,8 руб.

4.6 Финансовые расчеты по строительству скважины

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49 [2]. Данный документ имеет три

части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 2018 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве [3]. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2021 года 8,27 [4].

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложении В.2.

Вывод

1. Используя документ «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» было рассчитан линейный график выполнения работ и состав буровой бригады.

2. Рассчитана заработная плата с учетом районного коэффициента и надбавкой за работу вахтовым методом.

3. Был произведен расчёт технико-экономических показателей, таких как механическая скорость бурения, рейсовая, цикловая, техническая, коммерческая скорость.

4. Представлен расчет экономического эффекта от внедрения нового долота РДС производства «Буринтех».

5. В пятой части работы был произведён расчёт полной сметной стоимости работ по строительству данной скважины, который составляет: 148 432 255 рублей с учетом заработной платы и надбавкой НДС 20%.

5 Социальная ответственность

Производственные объекты нефтяной промышленности является одними из самых опасных видов деятельности. В первую очередь это связано с тем что производство представляет опасность для здоровья человека, а также представляет опасность для окружающей среды. Нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где нарушение любого технологического процесса может привести нарушениям экологической обстановки, поэтому большое внимание уделяется вопросам безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводоизготовителей оборудования и инструкции по охране труда;

- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винил кожи, ботинки кожаные, каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник;

- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;

- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;

- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [18].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

5.2 Производственная безопасность

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

Опасные и вредные факторы при строительстве нефтяной скважины:

Вредные факторы:

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны в условиях местности приравненной к районам крайнего севера;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- недостаточное освещение рабочей зоны;
- повышенная запыленность и загазованность;
- повреждения в результате контакта с насекомыми;
- необходимые средства защиты от вредных факторов.

Опасные факторы:

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;
- поражение электрическим током;

- возникновение пожаров;
- необходимые средства защиты от опасных факторов

5.2.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности" [3].

Для защиты работников от воздействия шума используют индивидуальные и коллективные средства защиты. К коллективным индивидуальным относятся звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [12].

Индивидуальные средства защиты:

- противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи;
- противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему;
- противошумные шлемы и каски;
- противошумные костюмы.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

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. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м² [9].

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные 10 минутные перерывы после каждого часа работы в обогреваемых помещениях, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещения для обогрева и отдыха работников [14].

В комплект средств индивидуальной защиты от температуры окружающей среды включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь, так же должен выдаваться специальный крем для защиты открытых участков кожи. Теплоизоляционные показатели комплекта СИЗ должны соответствовать физической активности человека и метеорологическим условиям, в которых предполагается его использование. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [11].

Повышенный уровень вибрации

По способу передачи вибрации на тело человека выделяют локальную и на общую. Общая вибрация передается через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека. Локальная вибрация, возникает при работе с ручным механизированным инструментом. [8]

От воздействия вибрации в первую очередь страдает нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетивная неустойчивость. Постоянное воздействие вибрации на организм человека

может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [13].

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха [14].

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Количество вредных веществ содержащихся в воздухе рабочей зоны должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [4]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

Недостаточное освещение рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» [18]. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [15] светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

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

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [24].

5.2.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Пожаробезопасность

В процессе бурения скважин пожары возникают по следующим причинам:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.);
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);

- курение в неполюженном месте;
- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;
- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать:

- огнетушитель пенный - 2 шт;
- лопата - 2 шт;
- багор - 2 шт;
- топор - 2 шт;
- ведро - 2 шт;
- ящик с песком - 1 шт;
- кошма 2×2 м - 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мер оприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [20], «Межотраслевые правила по ОТ при эксплуатации электроустановок» [21].

- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;

- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

- применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда [7].

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте. Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;

- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);

- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;

- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;

- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения [4, 14].

5.3 Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды [16].

5.3.1 Атмосфера

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопроявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопроявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [22].

5.3.2 Гидросфера

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

Для защиты грунтовых вод следует выполнение следующих мероприятий:

- сокращение объемов отработанного бурового раствора за счет применения циркуляционной системы очистки бурового раствора от выбуренной породы. Циркуляционная система очистки раствора от шлама четырех ступенчатая: вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга;

- для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно-технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения;

- применение непроницаемого накопителя для сбора отходов бурения.

5.3.3 Литосфера

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

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

- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;

- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами;

- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

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

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [16].

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли [17].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [23].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары
- Газонефтеводопроявления (ГНВП)
- Взрывы ГСМ
- Разрушение буровой установки

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

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

Вывод

К вопросам производственной и экологической безопасности следует подходить с полной ответственностью, так как не соблюдение данных норм может привести не только к ухудшению жизни и здоровья людей, а также серьезным экологическим последствиям, которые могут повлечь гибель людей.

Каждый сотрудник производства должен не только соблюдать все правила и нормы, а главное понимать всю серьезность возможных последствий для себя и окружающей среды. Уметь и правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство вертикальной разведочной скважины глубиной 3170 метров на нефтяном месторождении Новосибирской области. Выпускная квалификационная работа содержит 5 глав: 1. общая и геологическая часть, 2. технологическая часть, 3. специальная часть, 4. финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, 5. социальная ответственность.

В горно-геологической части проанализированы стратиграфические и литологические характеристика разреза, физико-механические свойства горных пород, зоны возможных осложнений.

В Технологической части проекта представлена решение по выбору конструкции скважины, а также выбор конструкции забоя. Определены обсадные трубы и глубина их спуска. Так же засчитано количество химических реагентов для приготовления бурового раствора и тампонажной жидкости.

В специальной части было представлено новые разработки компании Smith Bits (Schlumberger) в виде вращающихся резцов ONYX 360. Рассмотрим и сравним их с популярными резцами PDC.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение представлена миссия и услуги предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству нефтяной вертикальной скважины в сравнение с наклонно-направленной.

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой установке, кустовой площадке, также правила безопасности в чрезвычайных ситуациях. Уделено внимание специальным и организационным вопросам обеспечения безопасности.

Список литературы

1. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
2. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
3. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
4. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
5. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
6. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
7. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
8. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

9. [СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
10. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
11. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс].
12. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
13. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
14. Назаренко О.Б. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.
15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
16. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].
17. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин
18. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by (дата обращения 05.05.2017 г.).

19. ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
20. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
21. ПОТ Р М-016-2001 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
22. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
23. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
24. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
25. 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.
26. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
27. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
28. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатови др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

29. Буровые растворы на углеводородной основе [Электронный ресурс] Консист – А. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove> (дата обращения: 06.05.2017)

30. Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.

31. Злотникова Л., Колядов Л., Тарасенко П. / Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. - М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.-456с

32. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газы другие полезные ископаемые. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.libussr.ru/>.

33. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

34. Региональные индексы изменения сметной стоимости строительства [Электронный ресурс]: <http://depstroy.tomsk.ru/construction-complex/regional-indexes/>

Приложение А. Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до						По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	50	Пески Суглинки Глины	2,0 2,0 2,0	25-30 25-30 25-30	10 90 90	V V IV	I	Мягкая
N _{1l}	50	70	Глины Алевриты	2,1 2,4	20 30	90 20	IV VI		Мягкая
N _{1g}	70	90	Глины Пески	2,2 2,1	20 25	90 20	V V	I	Мягкая
N _{1b}	90	110	Пески Галечники	2,3 2,2	20 30	90 20	IV VI	I	Мягкая
N _{1a}	110	150	Глины Алевриты Пески	2,3 2,3 2,2	20 30 20	95 20 10	IV VI VI	I	Мягкая
P _{3lt}	150	200	Пески Алевриты Глины	2,2 2,3 2,35	25 20 20	10 20 90	VI VI IV	I	Мягкая
P _{3nm}	200	230	Глины Пески	2,4 2,3	30 25	95 10	IV VI	I	Мягкая
P _{3at}	230	260	Пески Алевриты	2,3 2,4	30 25	10 20	VII VI	I	Мягкая
P _{2tv}	260	280	Глины Пески	2,4 2,3	30 25	90 20	IV VI	I	Мягкая
P _{2ll}	280	310	Глины	2,3	25	95	IV	I	Мягкая

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P ₁ kzr	310	350	Глины Пески Гравий	2,3 2,3 2,2	25 20 25	100 20 20	IV VI VI	I	Мягкая
K ₂ /gn	350	480	Глины Мергели Пески Алевриты	2,4 2,3 2,3 2,3	25 20 20 20	80 40 10 20	IV IV VI VI	I	Мягкая
K ₂ sl	480	570	Глины Опоки Алевролиты Песчаники	2,4 2,1 2,3 2,3	25 20 20 20	90 20 10 20	IV IV VI VI	I	Мягкая
K ₂ ip	570	785	Песчаники Алевролиты Глины	2,3 2,3 2,35	25 16 20	5 20 10	VII VI IV	I	Мягкая
K ₂ kz	785	805	Глины	2,35	16	100	IV	I	Мягкая
K ₁₋₂ pk	805	1750	Песчаники Алевролиты Глины	2,3 2,4 2,35	25 18 22	5 10-20 95	VIII VII IV	I	Мягкая
K ₁ kls	1750	2550	Глины Алевролиты Песчаники	2,4 2,4 2,3	22 14 20	95 20 5	V VII VIII	II	Средняя
K ₁ tr	2550	2650	Песчаники Алевролиты Глины	2,3 2,4 2,4	25 22 18	5 10-20 95	IX VIII V	II	Средняя
K ₁ klm	2650	2775	Глины Песчаники Алевролиты	2,4 2,4 2,4	5 15 22	100 0-10 0-20	V X X	III	Твердая

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
J _{2-3nn}	2805	2885	Песчаники	2,3	18	5-10	X	III	Твердая
			Алевролиты	2,4	10	20	X		
			Угли	1,4	0	0	III		
J _{2tm}	2885	3200	Песчаники	2,4	17	20	IX	III	Твердая
			Алевролиты	2,4	10	30	X		
			Аргиллиты	2,4	5	90-100	V		
			Угли	1,4	0	0	III		

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	Описание горной породы
	от	до	Краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	50	Пески Суглинки Глины	Болотные делювиальные, озерные пески, суглинки, глины
N _{1l}	50	70	Глины Алевриты	Переслаивание глин песчанистых и алевритов глинистых
N _{1g}	70	90	Глины Пески	Глины пестроцветные, каолинит-монтмориллонитовые, участками карбонатные. Прослой песков
N _{1b}	90	110	Пески Галечники	Пересливание песков и галечников
N _{1a}	110	150	Глины Алевриты Пески	Переслаивание глин алевристых и алевритов с прослоями песка
P _{3lt}	150	200	Пески Алевриты Глины	Пески с растительным детритом, алевриты, глины
P _{3nm}	200	230	Глины Пески	Глины серовато-зеленые, коричневые, темно-коричневые, плотные с прослоями глауконитовых песков средне-мелкозернистых
P _{3at}	230	260	Пески Алевриты	Свита сложна в основном песками с редкими прослоями алевритов
2tv	260	280	Глины Пески	Глины зеленовато-серые с прослойками песка
P _{2ll}	280	310	Глины	Глины зеленоватые, плитчатые
P _{1kzr}	310	350	Глины Пески Гравий	Глины коричневые, пески, редко встречаются прослой гравия

Продолжение таблицы А.2

K ₂ /gn	350	480	Глины Мергели Пески Алевриты	Глины известковистые, серые, реже светло-серые, с зеленоватым оттенком, с прослоями мергелей, глауконит-кварцевых песков и алевритов
K ₂ sl	480	570	Глины Опоки Алевролиты Песчаники	Глины серые, зеленовато-серые, с прослойками глинистых опок, глауконитовых алевролитов и песчаников
K ₂ ip	570	785	Песчаники Алевролиты Глины	Песчаники и алевролиты зеленовато-серые, часто глауконитовые, с глинистым, известковистым и кремнистым цементом, с прослоями серых глин
K ₂ kz	785	805	Глины	Глины серые, зеленовато-серые, плотные, тонкоплитчатые, иногда известковистые
K ₁₋₂ pk	805	1750	Песчаники Алевролиты Глины	Чередование крупных пачек темно-серых алевритовых глин и песчаников серых с буроватым и зеленоватым оттенком, разнозернистых, с подчиненными прослоями алевролитов. Пласты группы ПК ₁ -ПК ₂₀
K ₁ ks	1750	2550	Глины Алевролиты Песчаники	Пестроцветные аргиллитоподобные глины, комковатые, часто жирными на ощупь, с прослоями зеленовато-серых, серых, известковистых песчаников и алевролитов.
K ₁ tr	2550	2650	Песчаники Алевролиты Глины	Прослаивание покровных песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин с преобладанием первых
K ₁ klm	2650	2775	Глины Песчаники Алевролиты	Аргиллитоподобные глины серые, темно-серые, слоистые, крепкие, алевристые, в верхней части с редкими пропластками песчаников светло-серых и серых, мелко-среднезернистых, известковистых, с маломощными прослоями алевритов

Продолжение таблицы А.2

J ₃ -K ₁ mr	2775	2805	Глины	Аргиллит подобные глины темно-серые до черных
J ₂₋₃ nn	2805	2885	Песчаники Аргиллиты Алевролиты Угли	Неравномерное прослаивание песчаников, серых, тонко-мелкозернистых с включениями растительного детрита, аргиллита темно-серого алевролитового до черного углистого, алевролита темно-серого разнозернистого и углей.
2tm	2885	3200	Песчаники Алевролиты Аргиллиты Угли	Прослаивание песчаников серых, средне-мелкозернистых, глинисто-известковистых, алевролитов, аргиллитов и прослоев углей

Приложение В. Нормативная база для расчета времени на строительство скважины

Таблица В.1 – Нормативная карта для строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Строительно-монтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96,00
Бурение и крепление ствола скважины										
Бурение под направление	393,7 М-ЦГВ	0	60	500	0,027	60	1	1,62	0,04	1,66
Промывка (ЕНВ)										0,02
Нарращивание (ЕНВ)										0,20
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,15
Установка и вывод УБТ за палец										0,70
Крепление (ЕНВ)										14,95
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,98
Смена вахт (ЕНВ)										0,16
Итого:										21,52
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 В 516 УСМ.08	60	900	1100	0,032	840	1	26,88	12,6	39,48
Промывка (ЕНВ)										0,59
Нарращивание (ЕНВ)										10,40
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,40

Продолжение Таблицы В.1

Установка и вывод УБТ за палец										0,60
Крепление (ЕНВ)										45,84
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,32
Смена вахт (ЕНВ)										0,80
ПГИ (ЕНВ)										5,17
Итого:										110,30
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В	900	3170	2700	0,054	2270	1	122,58	18,84	141,42
Промывка (ЕНВ)	516 У									0,88
Наращивание (ЕНВ)										0,60
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,22
Установка и вывод УБТ за палец										0,95
Крепление (ЕНВ)										55,93
ПГИ (ЕНВ)										11,23
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,67
Смена вахт (ЕНВ)										0,8
Итого:										217,18

Таблица В.2 – Сводный сметный расчет затрат на строительство скважины

№	№ смет- ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость, тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	653 360
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	16 904
3	1.3	Техническая рекультивация земель	98 216
Итого по подготовительным работам			768 480
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	1 485 960
5	2.2	Разборка и демонтаж	85 145
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	122 370
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	13 743
Итого по вышкостроению и монтажу			1 707 218
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	1 721 760
9	3.2	Крепление скважины	1 972 031
Итого по бурению и креплению			3 693 791
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	595 473
11	4.2	Испытание объекта	356 867
12	4.3	Оборудование устья скважины	35 130
Итого по испытанию			987 470

Продолжение таблицы В.2

Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	514 938
			514 938
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строитель-ных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раз- дела I и II	133 687
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	28 627
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	259 462
Итого по разделу VI			421 776
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			7 156 959
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	1 789 239
Итого по разделу VII			1 789 239
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	447 309
Итого по разделу VIII			447 309
ИТОГО с накладными и плановыми			2 236 546
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 15%	513 360
21	9.3	Северные льготы 25%	855 600
22	9.4	Лабораторные работы	12 008
23	9.5	Авиатран спорт	350 788
24	9.6	Транспортировка вахт	89 903

Продолжение таблицы В.2

25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	161 876
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	41 350
27	9.9	Топографо-геодезические работы	50 033
28	9.10	Бурение скважины на воду	55 000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	158 160
Итого прочих затрат и работ			2 807 586
ИТОГО по разделам I-IX			2 807 586
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	67 382
ИТОГО			1 822 149
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	29 854
Итого по подрядным работам			29 854
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			14 956 898
С учетом коэффициента удорожания $k=8,27$ к ценам 2018г.			123 693 546
НДС 20 %			24 738 709
ВСЕГО с учетом НДС			148 432 255