

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2650 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2650)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З–2Б7В	Зернов Николай Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код результата	Результат освоения ООП
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б7В	Зернов Николай Евгеньевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2650 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-39/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	– Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; – Обоснование конструкции скважины: (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); – Проектирование процессов заканчивания скважин: (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);

	– Выбор буровой установки; – Анализ применения расширяемых обсадных труб.
Перечень графического материала с точным указанием обязательных чертежей	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП, Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Анализ применения расширяемых обсадных труб	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З–2Б7В	Зернов Николай Евгеньевич		

Школа: инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2022	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
27.03.2022	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2022	3. Анализ применения расширяемых обсадных труб	20
24.04.2022	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2022	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Зернов Николай Евгеньевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Линейный график выполнения работ
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сметный расчет стоимости выполняемых работ; сводный сметный расчет. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Линейный календарный график выполнения работ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Зернов Николай Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Зернов Н.Е.

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2650 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации	Объект исследования: <u>проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении.</u> Область применения: <u>проект на строительство скважины.</u> Рабочая зона: <u>полевые условия.</u> Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <u>буровая установка БУ-3000 ЭУК-1М.</u> Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <u>механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.</u>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте: – Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины: – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Повышенный уровень вибрации; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего; – Опасные и вредные производственные факторы,

	связанные с электрическим током; – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты; Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты: – виброгасящие коврики, виброрукавицы; – амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания – теплоизолированная спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор; – наушники, вкладыши, шлемы; – звукоизолирующие кожухи, малозумные машины и звукопоглощающие облицовки; – диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент; – защитная каска, очки, сапоги.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	Воздействие на селитебную зону: <u>не оказывается в связи с географией работ.</u> Воздействие на литосферу: <u>отходы бурения (шлам).</u> Воздействие на гидросферу: <u>буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.</u> Воздействие на атмосферу: <u>выхлопные газы ДВС.</u>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	Возможные ЧС: <u>пожары (взрывы); геофизические опасные явления; аварии с выбросом химически опасных веществ; метеорологические явления; обрушение сооружений; природные пожары.</u> Наиболее типичная ЧС: <u>газонефтеводопроявление (ГНВП).</u>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент; Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Зернов Н.Е.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 99 страниц, 13 рисунков, 31 таблицу, 43 источника литературы и 4 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть, расширяемые обсадные колонны, монодиаметр.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2650 метров на нефтяном месторождении.

Целью данной работы является – проектирование технологических решений для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2650 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ применения расширяемых обсадных труб.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- УБТ – утяжеленная бурильная труба;
- ТБТ – толстостенная бурильная труба;
- СБТ – стальная бурильная труба;
- ЦКОД – цементиловочный клапан обратный дроссельный;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- СКЦ – станция контроля цементирования;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- БУ – буровая установка;
- ЦА – цементиловочный агрегат;
- ОК – обсадная колонна.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	16
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2 Проектирование конструкции скважины	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	17
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 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	20
2.3.1 Выбор способа бурения	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	24
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	24
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 компонентов состава буровых растворов	30
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	33
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	36
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	36
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	44
2.5	Выбор буровой установки	47
3	СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ РАСШИРЯЕМЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ»	49
3.1	Основные принципы технологии расширения обсадных труб.....	50
3.2	Система расширения компании Enventure.....	50
3.3	Эффективность технологии монодиаметра и ее перспективы	53
3.4	Повышенные требования к трубам и инструменту	54
3.5	Перспективные направления развития технологии монодиаметра	56
3.6	Достоинства технологии.....	59
3.7	Заключение по специальному вопросу	60
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
4.1	Планирование исследовательских работ	62
4.1.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	62
4.1.2	Линейный календарный график выполнения работ.....	64
4.1.3	Сметная стоимость строительства скважины	64
4.2	Вывод по разделу.....	65
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	68
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	68
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	69
5.2	Производственная безопасность.....	69
5.2.1	Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	69
5.3	Экологическая безопасность	73
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
5.4.1	Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин.	75
5.4.2	Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	76
5.5	Вывод по разделу.....	77

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	81
Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины.....	86
Приложение Б Технологическая часть проекта.....	91
Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	95
Приложение Г Социальная ответственность	103

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании разведочных скважин существует осложняющий фактор в виде недостатка информации о геологическом разрезе, что приводит к повышенному уровню неопределенности в процессе бурения. К таким неопределенностям относятся интервалы и характер возможных осложнений, величина пластового давления и гидроразрыва. Кроме того, при строительстве разведочной скважины необходимо произвести операцию отбора керна, проектирование которой также может осложняться недостатком информации.

Согласно горно-геологическим условиям разрез скважины представлен алевролитами, мергелями, известняками, ангидритами, пластами каменной соли, алевролитами и аргиллитами. Таким образом, разрез представлен преимущественно средними и твердыми абразивными горными породами. В разрезе представлен один нефтеносный пласт, от глубины кровли и подошвы которого зависит конструкция скважины.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2650 м на нефтяном месторождении с учетом данных горно-геологических условий.

В качестве специального вопроса в работе проводится анализ применения расширяемых обсадных труб, таких как технология монодиаметра. Данная технология может быть использована в целях уменьшения металлоемкости скважины.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Коэффициенты кавернозности представлены в таблице 1.1. Механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2. Механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2. Градиенты давлений представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-1045	1,30
1045-1305	1,25
1305-2140	1,20
2140-2535	1,15
2535-2850	1,20

Таблица 1.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промысловой классификации	Абразивность
0-455	СЗ-ТЗ	6,5-9,5
455-1045	СЗ	2-5
1045-1105	СЗ-ТЗ	4,5-6
1105-1350	СЗ	3,5-5,5
1350-2205	СЗ-ТЗ	4,5-6
2205-2240	ТКЗ	6-7,5
2440-2535	СЗ-ТЗ	4-6,5
2535-2850	ТЗ-ТКЗ	6-9

Таблица 1.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, МПа на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
1	2	3	4	5
P-C	0	100	0,011	0,014
P-C	100	200	0,012	0,014
P-C - E ₁₋₂ lit	200	540	0,012	0,015
E ₁₋₂ lit - E ₁ an	540	750	0,012	0,016

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5
E ₁ an - E ₁ bul - E ₁ bls ₂	750	1200	0,012	0,017
E ₁ bls ₂	1200	1350	0,017	0,018
E ₁ bls ₁ - E ₁ us	1450	2100	0,012	0,017
E ₁ us - V-E ₁ tt - V sb	2100	2300	0,011	0,017
V sb - V ktg - V osk	2300	2500	0,012	0,019
V osk - V vn	2500	2850	0,013	0,019

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Нефтегазональность по разрезу скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Нефтегазональность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сутки	Давление насыщения, МПа
	от	до				
V vn	2590	2622	нефть	791	70	-

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
P-C	0	80	Обвал стенок скважины
P-C	80	455	Кавернообразование
E ₁ an	850	1045	Кавернообразование в интервалах залегания соли
E ₁ bls ₂	1105	1350	Кавернообразование
E ₁ us	1645	2140	Кавернообразование
V vn	2535	2650	Кавернообразование, обвалообразование

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1-3].

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

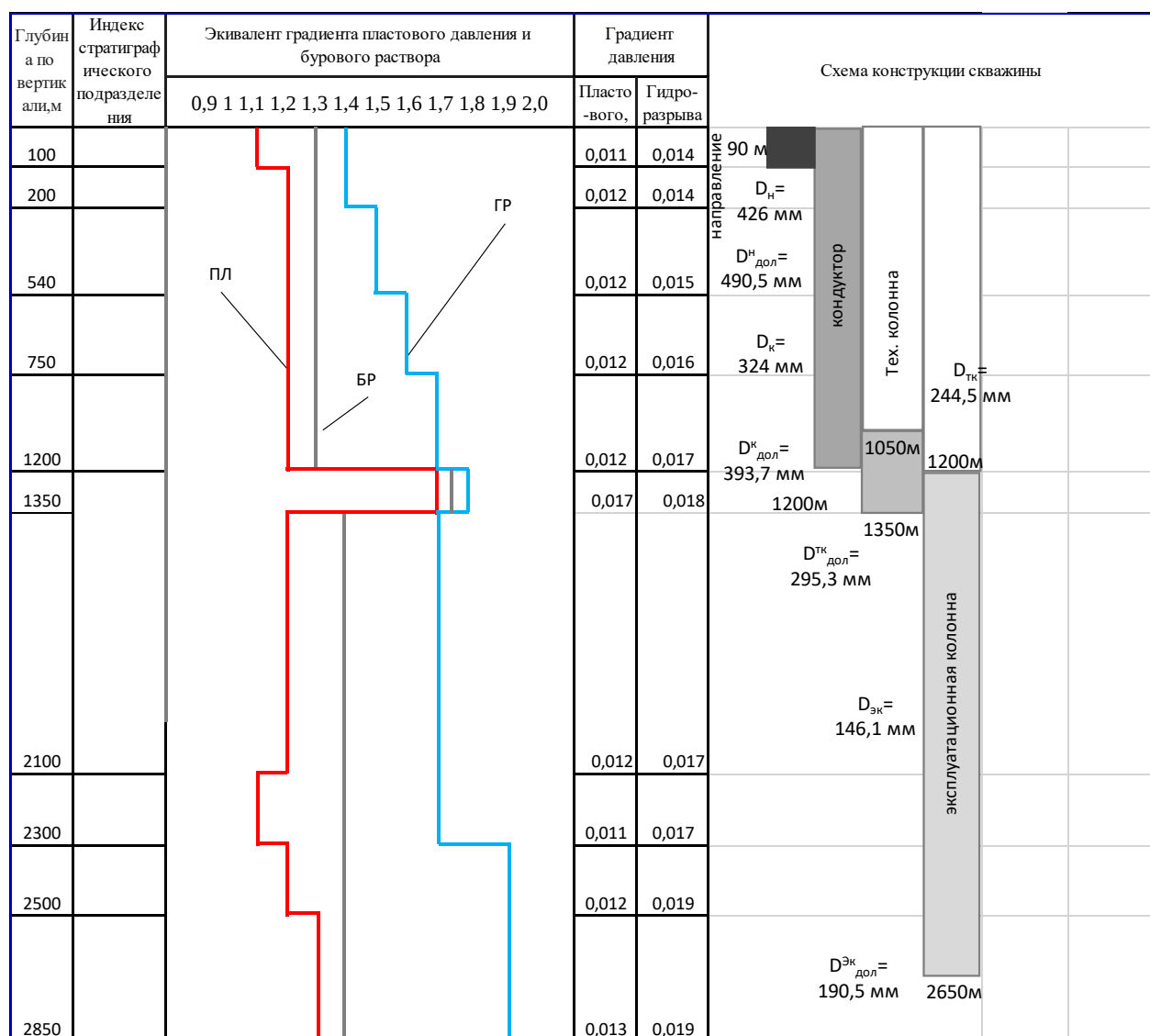


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 90 м, так как 0-80 м – зона долеритов (интрузия), способных к осыпанию.

В данном случае, в интервале 1200-1350 м имеется зона с несовместимыми условиями бурения, с очень узкими допустимыми диапазонами для плотности бурового раствора, необходимо запроектировать

техническую колонну. Кондуктор спустим на глубину 1200 м – кровля пласта с АВПД.

Глубина спуска технической колоны с учётом недопущения ГНВП – 1320 м (таблица 2.1). А глубина залегания подошвы аномального пласта – 1350 м, поэтому проектируем глубину спуска технички на 1350м.

Для полного вскрытия нефтяного пласта спустим ЭК на глубину 2650 м (с учётом ЗУМППФа 30 м – 1 % на глубину скважины).

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	V vn
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	2590
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,13
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грн}$)	0,19
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	791
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	336,7
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	1320
Запас	1,12
Принимаемая глубина, м	1350

2.2.4Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 90 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1200 м.

Техническая колонная цементируется до глубины 1050 м – с перекрытием на 150 м башмака предыдущей ОК.

Эксплуатационная колонна цементируется до глубины 1200 м – с перекрытием предыдущего башмака 150 м, т.к. скважина вскрывает нефтяной пласт.

2.2.5Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190,5 мм.

Диаметр технической колонны составляет 244,5 мм. Для данного диаметра технической колонны соответствует долото диаметром 295,3 мм.

Диаметр кондуктора составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

Диаметр колонны составляет 426 мм, а диаметр долота 490 мм.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 16,42 МПа.

Следовательно, проектируется ОП6-350/80х21 ГОСТ 13862-90 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 21 – рабочее давление, МПа) состоящее из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2-21-324х245х146 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление и техническую колонну выбирается роторный способ бурения, так как под направление интервал имеет большой диаметр, а при бурении под техническую колонну необходимо использовать буровой раствор плотностью более 1,7 г/см³. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	90	Роторный
90	1200	ВЗД
1200	1350	Роторный

1350	2650	ВЗД
2590	2622	Роторный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервалов бурения под направление и техническую колонну, PDC долота выбраны для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот и калибраторов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-1200	1200-1350	1350-2650	2590-2622
Шифр долота		490,0 (19 19/64) GRD523X	393,7 FD816MH	295,3 (11 5/8) MTR537X	У8-190,5 ST-3TK	У9- 190,5/80 SC-3T
Тип долота		Шарошечное	PDC	Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		С+Т	С+Т	С	С+Т+ТК	Т+ТК
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 177	3 152	3 117	МК- 150х6х1:8
	API	7 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2	
Длина, м		0,53	0,45	0,42	0,35	0,22
Масса, кг		295,7	130	90,1	30	22
Нагрузка, тс (G)	Рек.	10-25	5-10	10-20	4-8	2-6
	Макс.	25	10	20	8	6
Частота вращения, об/мин (n)	Рек.	40-600	80-400	40-600	80-220	60-180
	Макс.	600	400	600	220	180

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки С+Т (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

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

Для бурения интервала под техническую колонну проектируется шарошечное долото марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал имеет небольшую протяженность и сложен средними по твердости горными породами.

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

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

1. Для бурения интервала под направление 0-90 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор 90-1200 м с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними крепкими горными породами.

3. Для бурения интервала под техническую колонну 1200-1350 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними по твердости горными породами.

4. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1350-2650 м

с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними, твердыми и твердо-крепкими горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-1200	1200-1350	1350-2650
Шифр калибратора		3-К490,0 СТ	2-КА385,0 СТК	1-КА292,0 СТК	10КСИ187,3 СТК
Тип калибратора		С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		490	385	294	187,3
Тип горных пород		С+Т	С+Т	С	С+Т+ТК
Присоединительная резьба	ГОСТ	H171/M171	H171/M171	H152/M152	H117/M117
	API	-	-	-	-
Длина, м		1,07	0,825	0,483	0,48
Масса, кг		450	252,2	103	54

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-90	90-1200	1200-1350	1350-2650	2590-2622
Исходные данные					
Диаметр долота, см (D_d)	49	39,37	29,53	19,05	19,05
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	25	10	20	8	6
Результаты проектирования					
Допустимая нагрузка, тс ($G_{дон}$)	20	8	16	6,4	4,8
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	5	5	11	6	2

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 5 т, вследствие небольшой протяженности интервала. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал		0-90	90-1200	1200-1350	1350-2650	2590-2622
Исходные данные						
Скорость, м/с (V_d)		1,5	1,8	1,5	1,2	1
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5
Результаты проектирования						
Частота вращения n_1 , об/мин		58	87	97	120	100
Статистическое значение частоты вращения $n_{\text{стат}}$, об/мин		40-60	100-160	40-80	140-200	20-40
Частота вращения $n_{\text{проект}}$, об/мин		58	100	60	140	30

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

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-90	90-1200	1200-1350	1350-2650	2590-2622
Исходные данные					
Диаметр долота, м (D_d)	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,45	0,4	0,35	0,3	0,3
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,30	1,24	1,25	1,18	1,20
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,12	0,12	0,11	0,1	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	30	30	25	20	5
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0238	0,0127	0,0159	0,0064	0,0064
Число насадок (n)	3	8	3	8	9
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{клмин}$)	0,5	0,5	0,75	1	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,37	1,41	1,93	1,43	1,43
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	2,6	2,6	2,5	2,6	2,6
Результаты проектирования					
Q_1 , л/с	85	49	24	9	9
Q_2 , л/с	118	73	20	11	4
Q_3 , л/с	88	55	42	16	16
Q_4 , л/с	42	60	28	30	34
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	42-118	49-73	20-42	9-30	4-34
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	66,8	42	30	20

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 45 л/с исходя из статистических данных для данного диаметра долот.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 66,8 л/с для обеспечения возможности промывки скважины без превышения максимально возможного давления буровых насосов.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 42 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 30 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-1200	1200-1350	1350-2650	2590-2622
Исходные данные						
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5
Нагрузка, кН (G_{oc})			49		59	
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)			1,5		1,5	
Результаты проектирования						
Диаметр забойного двигателя, мм (D_{30})		-	315	-	152	-
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		-	2588	-	1529	-
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		-	197	-	95	-
Удельный момент долота, Н*м/кН (M_{y0})		-	49	-	24	-

Для интервала бурения 90-1200 м (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 1350-2650 м (интервал бурения под эксплуатационную колонну) проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении твердых и крепких горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240РС	90-1200	240	10,610	2670	30-75	50-125	21,67	78-245
ДГР-165.7/8.49	1350-2650	165	8,652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных бурильных труб, ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников.

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1-Б5.

Табличное значение $Q_{тк}$ для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 148 и 155 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{тк-300} = 148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т}$$

$$Q_{тк-400} = 155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{133,2}{88,72} = 1,50 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{139,5}{88,72} = 1,57 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в
таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	90	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	64,95	2,028	7,553	1,88	8,11	>10	>10
бурение	90	1200	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	1156	36,09	45,07	1,50	3,08	2,96	3,10
бурение	1200	1350	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	1293	40,37	51,62	3,11	3,06	2,58	2,70
бурение	1350	2650	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2601	81,19	88,53	2,28	1,65	1,50	1,58
отбор керна	2590	2622	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2583	80,65	85,41	2,75	1,89	1,56	1,63

2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (2.1)$$

где L – глубина скважины по стволу, м; g – ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$; k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при $L < 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,10$, при $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$); $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов:

Направление, интервал 0-90 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,17 \cdot 0,011 \cdot 10^6}{9,81} = 1338 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Кондуктор, интервал 90-1200 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,13 \cdot 0,012 \cdot 10^6}{9,81} = 1410 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Техническая колонна, интервал 1200-1350 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,05 \cdot 0,17 \cdot 10^6}{9,081} = 1856 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 1350-2650 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,055 \cdot 0,013 \cdot 10^6}{9,81} = 1426 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Для данного участка был выбран бентонитовый буровой раствор который предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (направление). Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости.

Минерализованные растворы целесообразно применять в условиях попадания в буровой раствор солей, например, из разбуриваемых пород (отложение солей), и из пластовых вод, а также при вскрытии неустойчивых отложений глин, сланцев, аргиллитов, мергелей.

Выбор рецептуры минерализованного раствора зависит от условий бурения и наличия необходимого сырья. Наряду с глинистыми и эмульсионными применяют буровые растворы с дисперсной фазой из неглинистых пород (сульфатов, карбонатов), полимерные и полимерглинистые растворы.

Ингибированные глинистые растворы повышают устойчивость стенок скважины, предупреждают переход в состав бурового раствора выбуренных глинистых пород, обладают меньшей чувствительностью к действию электролитов.

В качестве ингибирующих добавок чаще используются соединения кальция (известь, гипс, ангидрит, хлористый кальций) и калия (гидроокись калия, хлористый калий). Поэтому буровые растворы соответственно называются известковыми, гипсовыми, высококальциевыми, калиевыми, калиево-полимерглинистыми.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблицах 2.11-2.14.

Таблица 2.11 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	100
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
Понижитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1
Утяжелитель	Регулирование плотности	271

Таблица 2.12 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1338
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Таблица 2.13 – Компонентный состав минерализованного бурового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	90
Низковязкий понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8-10
Высоковязкий понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	3-5
Соль NaCl	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	100
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2

Для утяжеления минерализованного бурового раствора используется барит в концентрации:

- Кондуктор – 236 кг/м³;
- Техническая колонна – 1049 кг/м³;
- Эксплуатационная колонна – 482,9 кг/м³.

Таблица 2.14 – Технологические свойства минерализованного бурового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м ³	
Кондуктор	1410
Техническая колонна	1856
Эксплуатационная колонна	1427
Условная вязкость, с	25-60
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении в таблице Б.6.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении в таблице Б.7.

2.3.9 Разработка 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 2.15, 2.16, 2.17.

Таблица 2.15 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	90	БУРЕНИЕ	0,195	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	85,4	260,8
Под кондуктор									
90	1200	БУРЕНИЕ	0,459	0,055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	11,1	86,3	414,7
Под техническую колонну									
1200	1350	БУРЕНИЕ	0,605	0,061	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	14	91	382,2
Под эксплуатационную колонну									
1350	2650	БУРЕНИЕ	1,427	0,108	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	7	99,8	257,6
2590	2622	ОТБОР КЕРНА	0,951	0,072	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	80,5	111,7

Таблица 2.16 – 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	90	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	69	22,63	45,26
90	1200	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	116	33,41	66,82
1200	1350	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	73	21,02	42,05
1350	2650	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	150	266,0	1	120	30,72	30,72
2590	2622	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	150	266,0	1	80	20,48	20,48

Таблица 2.17 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	90	БУРЕНИЕ	75,7	57,6	0,0	8,1	0,1	10,0
90	1200	БУРЕНИЕ	232,2	62,1	52,0	106,9	1,2	10,0
1200	1350	БУРЕНИЕ	180,3	90,9	0,0	76,9	2,6	10,0
1350	2650	БУРЕНИЕ	252,6	83,9	90,0	50,5	18,2	10,0
2590	2622	ОТБОР КЕРНА	114,9	54,6	0,0	41,5	12,7	6,1

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна 2590-2622 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 2.18 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.18 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2590-2622	СК-172/80РС	2-5	20-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продажной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	791	Глубина скважины, м	2650
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1200	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	160
Высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	Динамический уровень скважины h_0 , м	1767

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 три таких случая:

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

На рисунках 2.2-2.4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

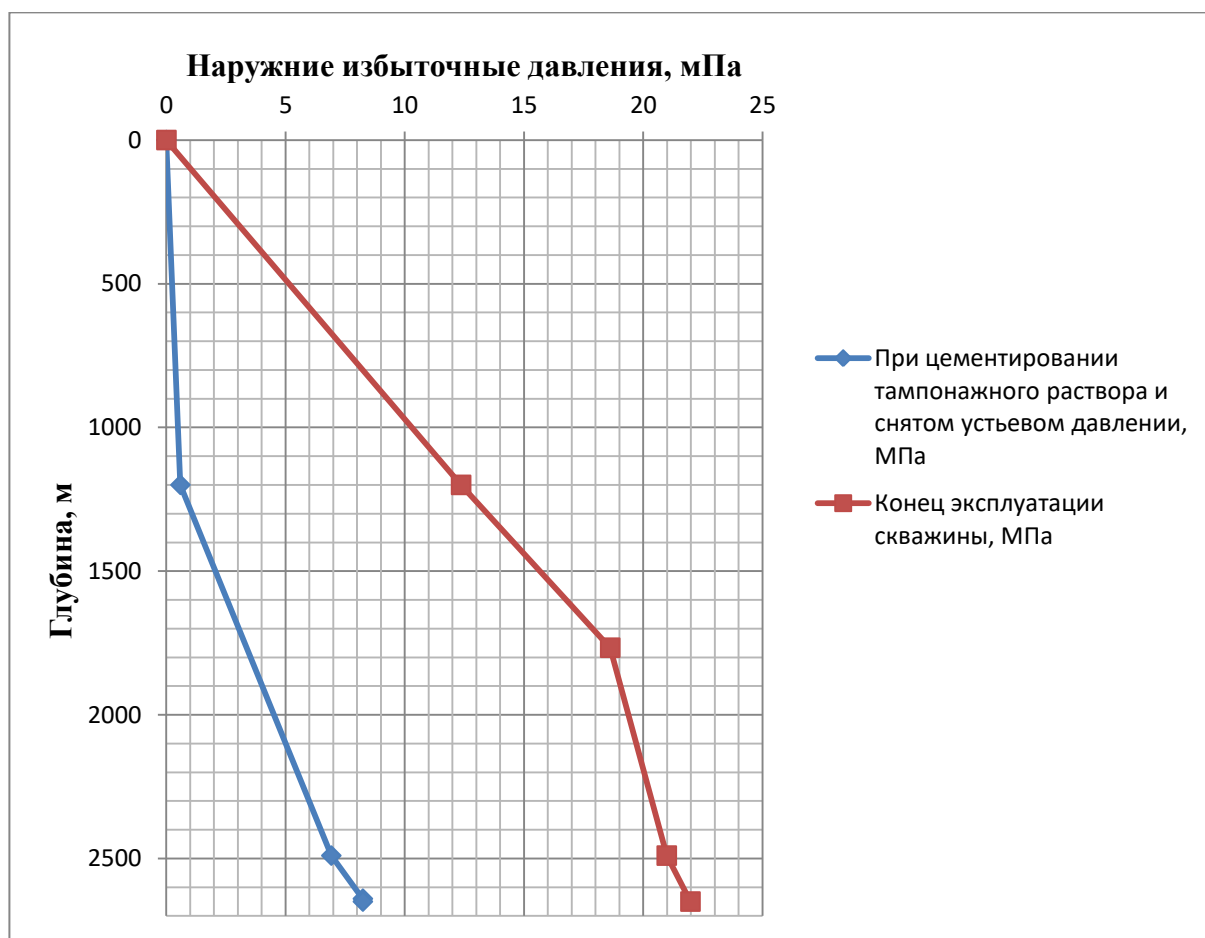


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

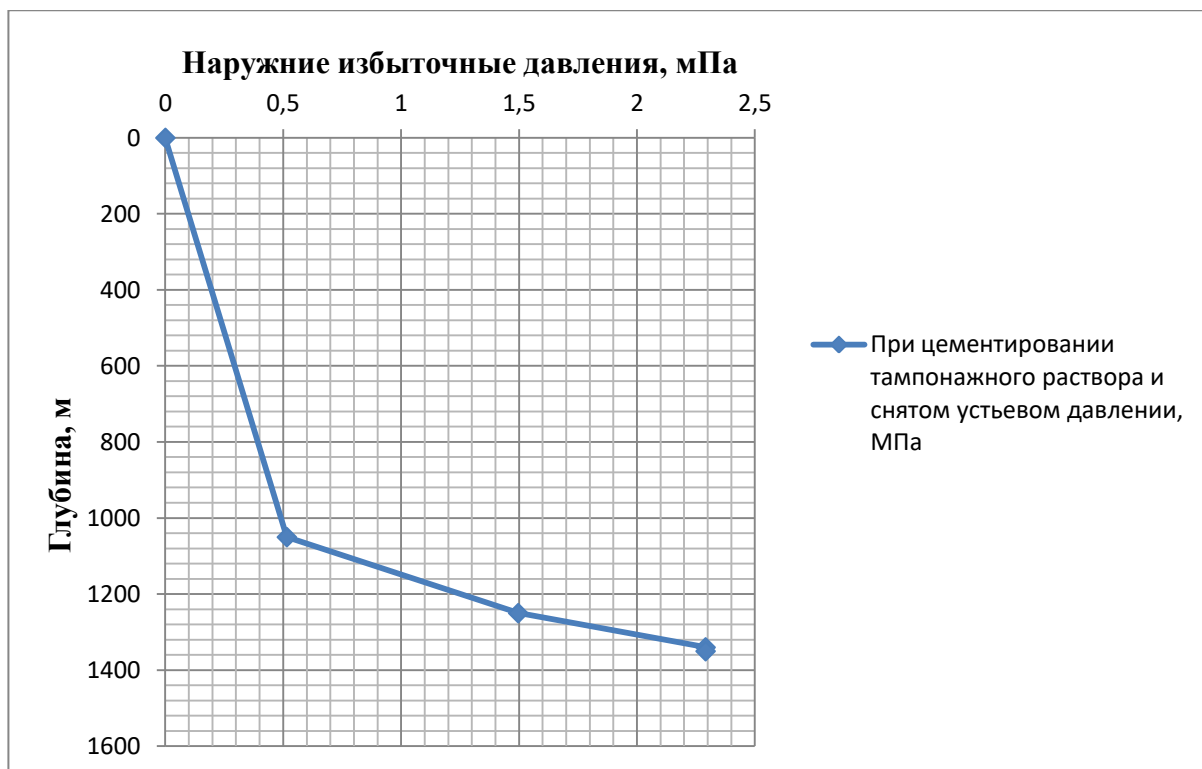


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

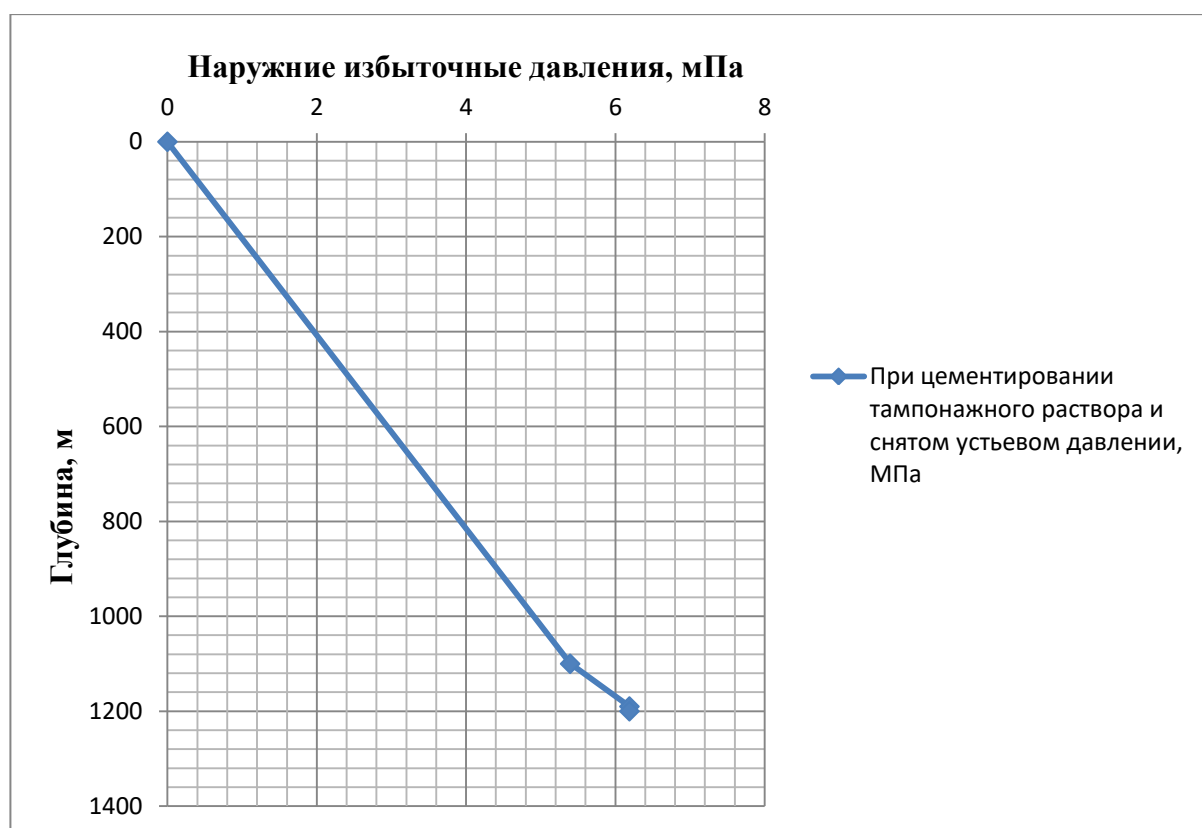


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 2.5-2.7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

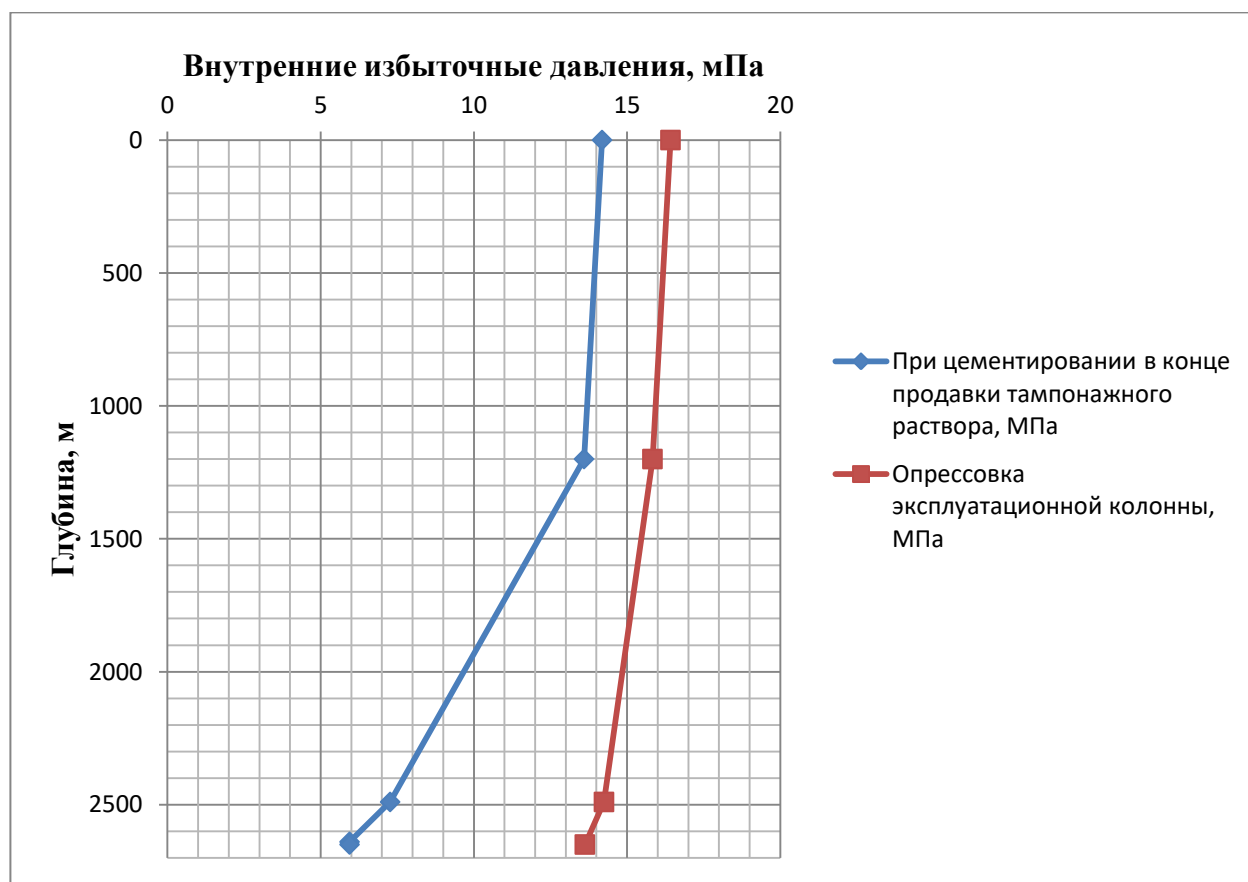


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

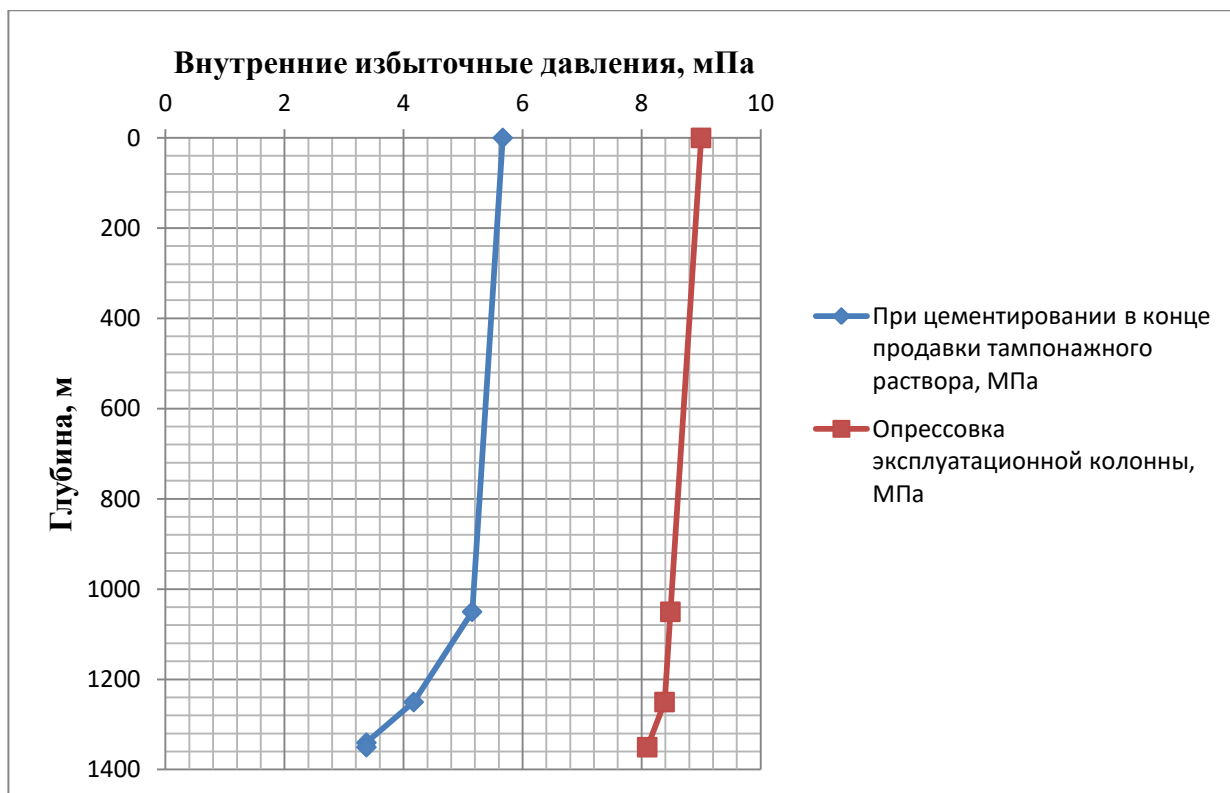


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

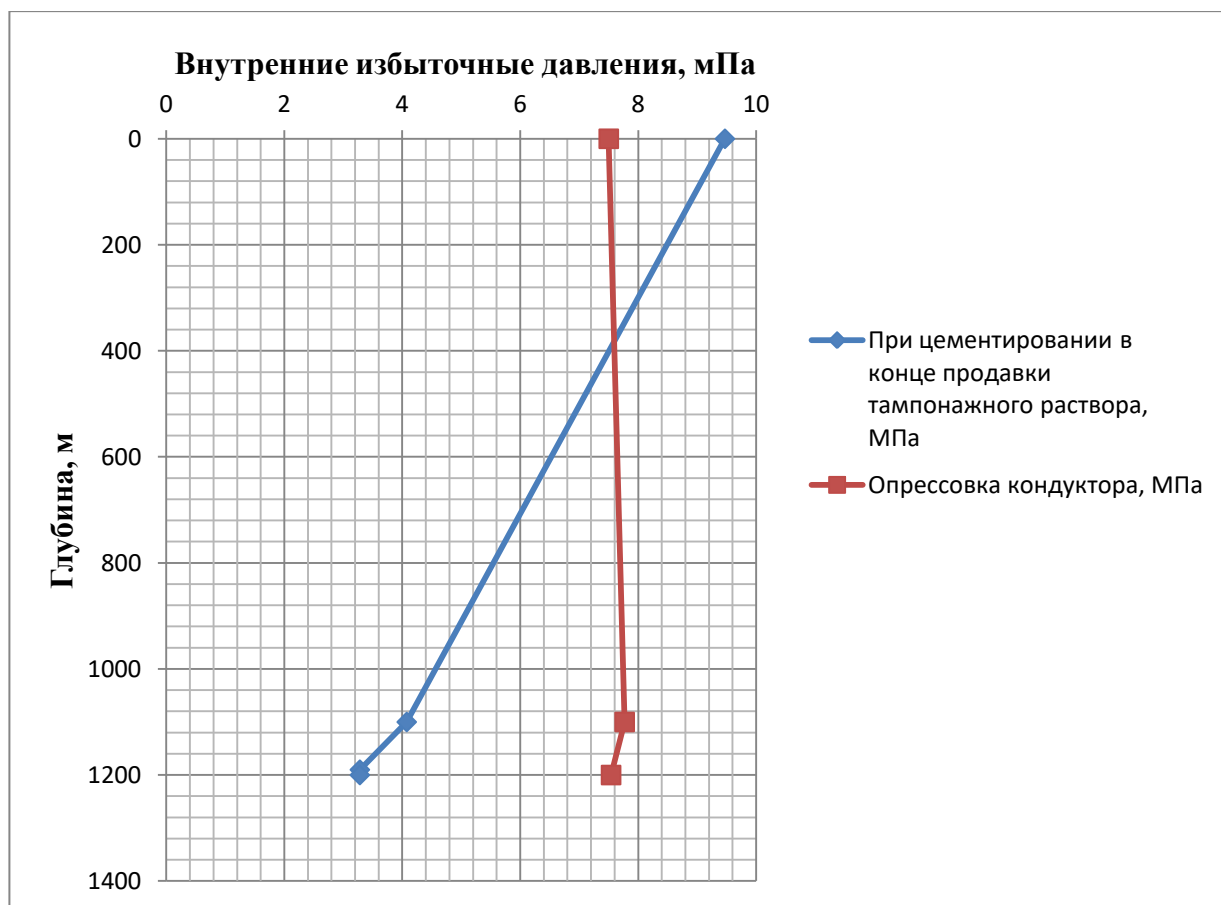


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Характеристика обсадных колонн

№ Секции	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	Сумарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	Треугольная	Д	10	90	106,4	9577	9578,0	0-90
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	9,5	1200	76,0	91253	91253,8	0-1200
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1350	48,1	64954	64954,1	0-1350
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	7,7	110	27,0	2971	65888,9	0-2540
2	ОТТМ	Д	7	2540	24,8	62917		2540-2650

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Коли-во элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная колонна, 146,1 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	2650	2650	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	2640	2640	1	1
	ЦПЦ-146/190,5 («НефтьКам»)	0	1300	26	81
		1300	1400	11	
		1400	2645	42	
		2645	2650	2	
	ЦТ-146/190,5 («НефтьКам»)	2590	2622	4	4
	ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	2640	2640	1	1
	ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	2640	2640	1	1
Техническая колонна, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1350	1350	1	1

Продолжение таблицы 2.21

1	2	3	4	5	6
Техническая колонна, 245 мм	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1340	1340	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	1150	23	40
		1150	1250	11	
		1250	1345	4	
		1345	1350	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1340	1340	1	1
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	1200	1200	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	1190	1190	1	1
	ЦПЦ-324/393,7 («НефтьКам»)	0	60	2	47
		60	120	7	
		120	1190	36	
		1195	1200	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	1190	1190	1	1
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	90	90	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	80	80	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	90	9	9
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	80	80	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементировании скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.2)$$

Поскольку $37,77 \leq 45,32$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.22.

Таблица 2.22 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,1	1,02	1050	1	МБП-СМ	73,5
		4,08		4	МБП-МВ	62,7
Продавочная жидкость	37,22		1000	37,22	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	29,53		1500	24,64	ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	23 922
					НТФ	12,7
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,06		1900	2,01	ПЦТ-I-50	9 379
					НТФ	2,91

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (2.3)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.; $G_{\text{б}}$ – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 23,9 / 10 = 2,39 - 3$ УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 9,38 / 13 = 0,72 - 1$ УС 6-30.

На рисунке 2.8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

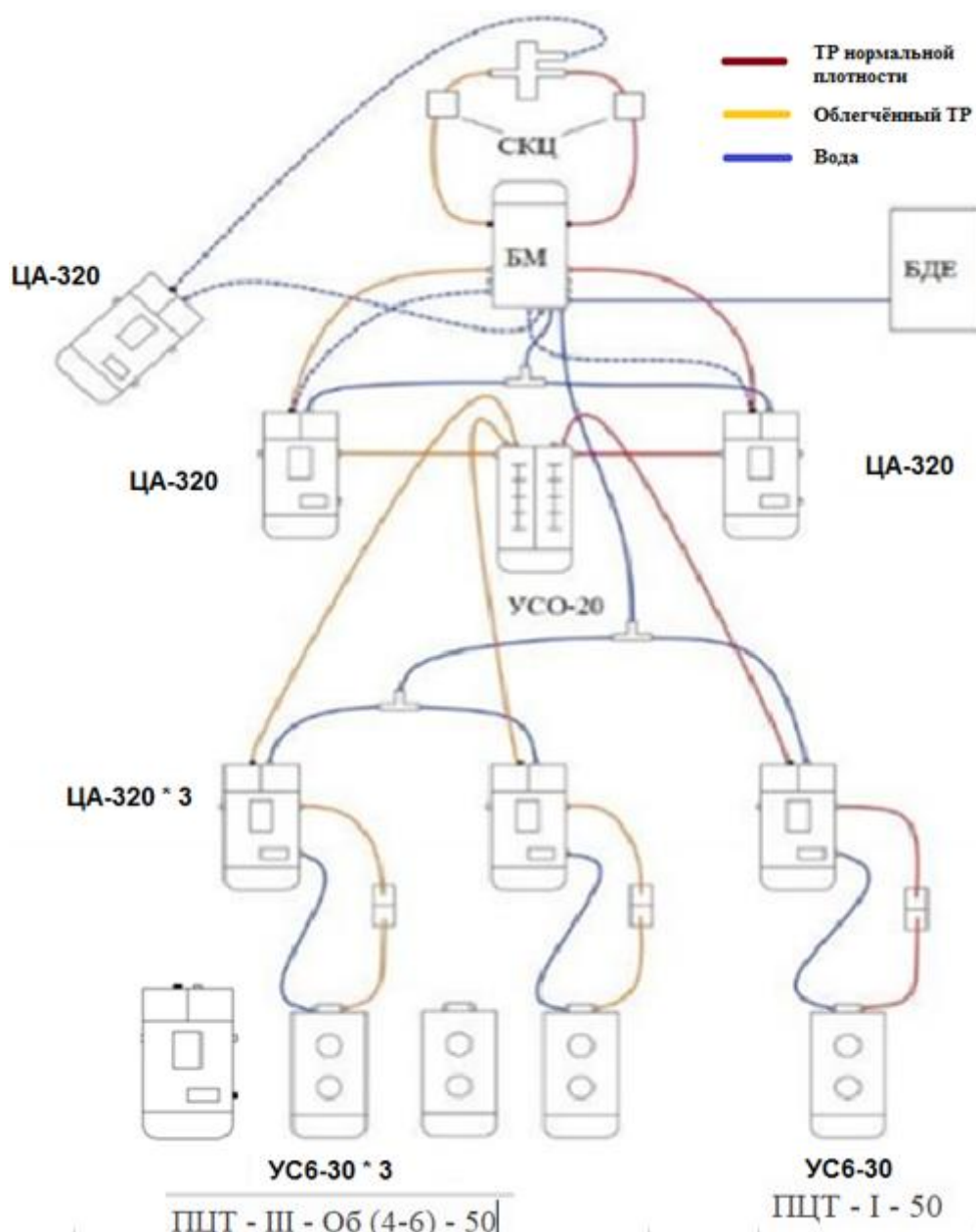


Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементирующей техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки: СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементирующий агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб

пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

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

Для глушения скважины, в качестве утяжелителя будем использовать барит.

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1391,4 \text{ кг/м}^3, \quad (2.4)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым; давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 м на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$); $P_{пл}$ – 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:

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 * V_{\text{внЭК.}} = 2 * 0,785(0,1307^2 * 110 + 2540 * 0,1321^2) = 74,54\text{м}^3$$

где $V_{\text{внЭК}}$ – внутренний объем ЭК, м³.

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

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

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

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

Протяженности интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

Вид перфорации указан в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
20	НКТ	Кумулятивная	ПКО 73-АТ (Производство БВТ)	10 (20)*	-

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 кабеле ИПВ-80 («Башнефтегеофизика» АО).

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 АФ3-80/65х21.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой

максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

В таблице 2.24 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.24 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка БУ – 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	88,72	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$192 > 88,72$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	91,26	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$288 > 91,26$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	115,3	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$320/115,3 = 2,77 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	320		

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ РАСШИРЯЕМЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ»

Для того, чтобы освоить запасы нефтегазовых шельфовых месторождений России, расположенных в основном в зоне арктических морей, необходимы самые современные технологии бурения и эксплуатации скважин. Мировая нефтегазовая промышленность уже имеет или приступила к разработке ряда технологий, позволяющих работать в тяжелых условиях морей Северного Ледовитого океана и Дальнего Востока. Одним из важнейших направлений в развитии техники и технологии строительства скважин является решение проблемы сохранения диаметра ствола скважины и эксплуатационных обсадных колонн. Наиболее перспективным продолжением развития технологий расширяющихся труб является технология монодиаметра, которая интенсивно применяется зарубежными компаниями.

В настоящее время идет интенсивное освоение новейших технологий, позволяющих сократить экономические затраты и время на строительство скважин, среди которых – бурение на депрессии, позволяющее сохранить коллекторские свойства пласта и значительно увеличить скорость проходки; бурение на обсадных трубах, позволяющее сократить время строительства скважин за счет уменьшения количества спускоподъемных операций; роторное управляемое бурение, позволяющее увеличить механическую скорость бурения и эффективно проводить пологие и горизонтальные скважины с большим смещением забоя от вертикали.

Разработка технологий, позволяющих проводить направленные и горизонтальные скважины с большим отклонением забоев от вертикали, является особенно актуальной при освоении шельфа, т. к. строительство таких скважин является наиболее эффективным методом разбуривания морских месторождений, позволяющим достигать границ месторождения с наименьшим количеством морских гидротехнических сооружений.

3.1 Основные принципы технологии расширения обсадных труб

В настоящее время состояние мировой нефтегазодобывающей промышленности мира характеризуется тем, что в разработку включаются труднодоступные месторождения глубоководных акваторий и акваторий с суровыми природно-климатическими условиями, т. е. наблюдается тенденция увеличения глубин бурения, протяженности скважин и усложнения геологических условий разреза. В связи с этим особенно актуальной становится проблема сохранения диаметра ствола скважины и эксплуатационных обсадных колонн, а также гидравлической изоляции проницаемых пластов, увеличения срока службы скважины и ее экономической пригодности.

Решение этих проблем с помощью традиционных технологий с использованием многоколонных конструкций становится все сложнее и более капиталоемким, особенно при наличии в разрезе сложных геологических условий, а также при глубоком и глубоководном бурении.

Кардинальным решением выявленных проблем является отказ от конструкции скважины в традиционном понимании и строительство скважин монодиаметра с применением технологии расширяемых обсадных труб.

3.2 Система расширения компании Enventure

Расширяемая система OHL (open hole liner — хвостовик для открытого ствола) компании Enventure, представленная на рисунке 3.1, используется для преодоления рабочих проблем, таких как неустойчивость стенок скважины, несовместимость условий бурения по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пласта, влияние соленосных формаций или подсолевых пластов. Все эти осложнения в процессе бурения могут привести к уменьшению диаметра ствола скважины, поскольку обсадная колонна для ликвидации осложнения должна быть установлена выше запланированного уровня.

В нижней части системы располагается контейнер, известный как «пусковое устройство», в нем размещается расширяющий конус. Это пусковое устройство изготавливается из тонкой высокопрочной стали и имеет более тонкие стенки, чем у расширяемых обсадных труб. Поскольку устройство имеет более тонкие стенки и его наружный диаметр соответствует отклонению от вертикали предыдущей обсадной колонны, оно может быть спущено в скважину через эту колонну.



Рисунок 3.1 – Профили расширяемых труб

Разница в толщинах стенок пускового устройства и покрытой эластомерным материалом втулки подвески позволяет расширяющимся трубам примыкать к трубам предыдущей колонны и обеспечивать уплотнение в зоне контакта. Расширяемая колонна имеет увеличенный наружный диаметр нижнего конца, который превышает наружный диаметр подвесного устройства, из-за большей толщины стенок. Внутренний диаметр труб расширяется до

внутреннего диаметра пускового устройства, что обеспечивается расширяющим конусом.

Система спускается через существующую обсадную колонну или хвостовик, располагается в интервале открытого ствола и затем расширяется в направлении снизу вверх. Когда расширяющий конус достигает зоны перекрытия расширяемым ОНЛ предыдущей обсадной колонны, он начинает расширять специальную втулку подвешного устройства, обеспечивая прочное уплотнение между этими двумя колоннами [4].

Последовательность операций по установке расширяемого хвостовика в открытом стволе представлена на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Система расширяемого хвостовика для открытого ствола

Общая последовательность операций следующая:

1. Бурение участка ствола для установки расширяемого хвостовика;
2. Спуск в скважину вместе с расширяемым хвостовиком расширяющего узла и пускового устройства;
3. Цементирование расширяемого хвостовика;
4. Установка запираемой снизу пробки для обеспечения расширения хвостовика;
5. Расширение хвостовика, устанавливаемого в открытом стволе;
6. Расширение втулки подвески хвостовика;
7. Разбуривание башмака расширяемого хвостовика с обратным клапаном.

3.3 Эффективность технологии монодиаметра и ее перспективы

Расширяемые трубные изделия, в общем, внедряются во всем мире достаточно хорошо. В настоящее время насчитываются десятки новых компаний, использующих такие изделия в бурении и заканчивании скважин, и уже успешно завершено несколько сотен операций с ними. Расширяемые трубные изделия использованы в скважинах глубиной более 8500 м с забойной температурой 204 °С. Однако из всех случаев применения расширяемых трубных изделий лишь одно из них имеет наибольший потенциал – скважина одного проходного диаметра (Monodiameter, Monobore wells, Slender wells) [5, 6]. Идея заключается в том, чтобы устанавливать расширяемые хвостовики (подобные системе OHL) в скважине последовательно один за другим (рисунок 3.3).

Экономический эффект от широкомасштабного внедрения технологии монодиаметра оценивается примерно в 30-50 % от стоимости и времени бурения в настоящее время и базируется на сокращении потребного количества материалов (цемента, металла, бурового раствора), выноса шлама и сокращении времени бурения.



Рисунок 3.3 – Последовательность установки расширяемого хвостовика для необсаженного ствола скважины

3.4 Повышенные требования к трубам и инструменту

В настоящее время решение проблемы сохранения высокого сопротивления смятию труб после их расширения еще не достигнуто. Поэтому в настоящее время продолжаются исследования в направлении разработки более прочных, устойчивых и дешевых расширяемых трубных изделий с герметичными для газа соединениями и повышенной прочностью к смятию и разрыву от внутреннего давления, а также улучшения расширяющего конуса.

Для бурения скважины одного проходного диаметра в настоящее время требуются два расширения. Сначала проводится колоколообразное (или раструбное) расширение верхней трубы, в котором затем расширяется нижняя труба. Внутренний диаметр колокола лишь немного превышает наружный диаметр располагаемой в нем нижней трубы. Помещаемый между этими двумя трубами эластомерный компаунд выполняет функции подвесного устройства и

уплотнителя. В идеале обе трубы – нижнюю и верхнюю – вместе с раструбом, или колоколом, необходимо расширять за один рейс.

До сих пор практический предел пластической деформации без риска растрескивания трубы допускает степень расширения 30 %. Это условие накладывает ограничение на диапазон применяемых труб. Расширение 9 5/8 x 11 3/4-дюймовых труб дает внутренний диаметр 10,4 дюйма, что определяет основную степень расширения 17 %. Если этот процесс проводится внутри раструба, то расширение последнего должно составить 24 %, т. е. предельно допустимый уровень не превышает. Поэтому 9 5/8x11 3/4-дюймовые трубы вполне подходят для практического воплощения в жизнь идеи скважины одного проходного диаметра.

При расширении 5 1/2 x 7-дюймовой трубы до внутреннего диаметра 6,1 дюйма достигается основная степень расширения 25 %, тогда как соответствующий раструб должен расширяться на 42 %. Таким образом, поскольку степень расширения раструба превышает практическое предельно допустимое значение, 5 1/2 x 7-дюймовые трубы все же непригодны для скважины с одним проходным диаметром. Наконец, если рассмотреть расширение 7 5/8 x 9 5/8-дюймовые трубы до внутреннего диаметра 8 дюймов, то окажется, что степень расширения этой трубы составит 19 % при степени расширения раструба 29 % [7]. Следовательно, 9 5/8-дюймовые трубы (244,5 мм) соответствуют наименьшему диаметру, пригодному для скважин одного проходного диаметра.

Вторым аспектом применения буровых хвостовиков одного проходного диаметра является диаметр ствола для расширяемого раструба. 9 5/8 x 11 3/4-дюймовый буровой хвостовик одного проходного диаметра при расширении дает внутренний диаметр 10,4 дюйма и наружный диаметр раструба 11,8 дюйма. Для создания 1,5-дюймового (38 мм) зазора, достаточного для свободного продвижения цементного раствора, необходимо, чтобы ствол имел диаметр 13,4 дюйма. Отсюда следует, что долото должно быть увеличено с 10,4 до 13,4 дюйма или до 127 % – это остается в рамках возможностей современной

технологии расширения ствола, например, буровые долота со смещенным центром и рычажные расширители.

При использовании для цементированного зазора 1 дюйм (25 мм) требуется ствол диаметром 8,5 дюймов и расширение долота до 142 %, что выходит за пределы возможностей современной технологии буровых долот [9].

Для 7 5/8 x 9 5/8-дюймового бурового хвостовика одного проходного диаметра и цементируемого зазора 1,5 дюйма (38 мм) требуется ствол диаметром 11,1 дюйма, так что необходимое увеличение диаметра ствола составляет 134 %. Это помещает 7 5/8-дюймовый буровой хвостовик одного проходного диаметра на грань возможностей современной технологии расширения ствола.

3.5 Перспективные направления развития технологии монодиаметра

Одним из перспективных направлений использования технологии монодиаметра является строительство скважин с большим отклонением забоя от вертикали (Extended Reach Drilling – ERD). Система строительства скважин одного проходного диаметра ствола с большой протяженностью в боковом направлении будет использоваться по тем же причинам, по которым осуществляется обычное бурение скважин с большим смещением забоя от вертикали.

Анализ технической осуществимости проекта при разработке строительства скважин был выполнен для одного крупного оператора в Северном море как часть предварительной инженерной проработки и проектирования. Этот анализ охватывает существующее нефтяное месторождение и намеченный на ближайшее время проект разработки глубоководного газового месторождения с использованием скважин с подводной устьевой арматурой. При этом было выполнено сопоставление обычного бурения и использования расширяемых обсадных колонн применительно к разработке месторождения с проводкой скважин ERD.

Концепция скважины с монодиаметром представлена на рисунке 3.4.

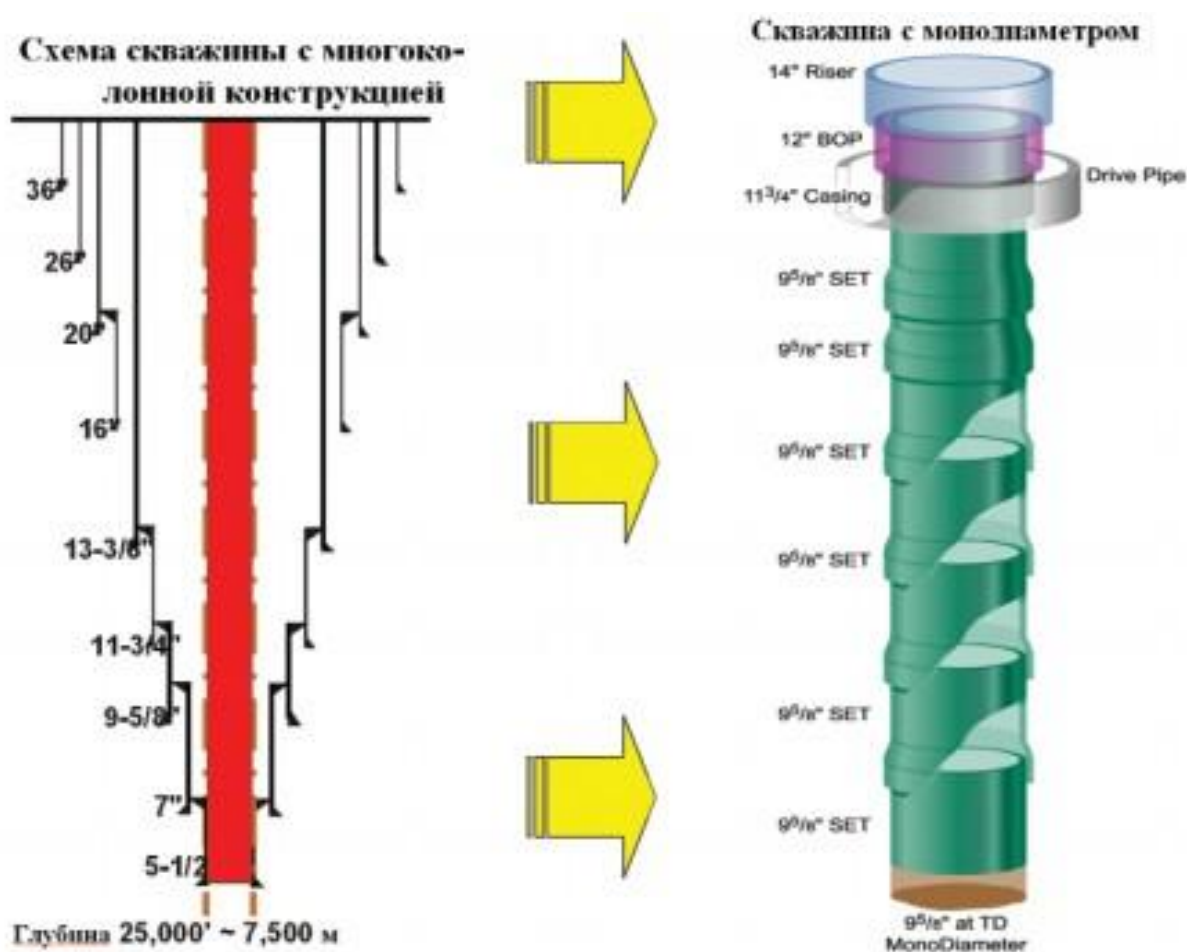


Рисунок 3.4 – Концепция скважины с монодиаметром

Исследование продемонстрировало возможность увеличения протяженности боковых стволов на 25-100 % с уменьшением опасности возникновения проблем при бурении на обоих месторождениях. Другие исследования технических характеристик бурения и затрат на бурение на тех же североморских месторождениях показали, что стоимость пробуренной скважины и время бурения могут быть снижены, по меньшей мере на 25-30 % благодаря применению технологии строительства скважины одного проходного диаметра [10].

Первоначальное моделирование показало, что при использовании обычной технологии бурения на существующем нефтяном месторождении можно было бы построить боковые стволы протяженностью 8,5 км при значительном риске получения осложнений и аварий при бурении.

Затем эта модель была модифицирована, чтобы учесть эффект включения двух цельнотельных расширяемых хвостовиков в конструкцию скважины; моделирование показало, что протяженность бокового ствола можно увеличить на 50 %. В результате последовательной установки двух цельнотельных расширяемых хвостовиков горизонтальное смещение забоя от вертикали может составить примерно 12,7 км. Путем изменения в модели скважины одного проходного диаметра, числа и диаметра хвостовиков разной длины и с разными глубинами установки показано, что можно добиться протяженности бокового ствола 15 км при использовании 9-11 последовательно устанавливаемых хвостовиков одного проходного диаметра; длина каждого такого хвостовика составляет от 300 до 1000 м. Профиль скважины протяженностью 16,3 км отражен в таблице 3.1.

Достижение в скважине ERD протяженности бокового ствола в 16,3 км производит сильное впечатление, но это весьма трудная задача. В настоящее время авторы проведенного исследования рекомендуют практически достижимую цель – 14,4 км, которая все же значительно превышает возможности обычной технологии бурения.

Проведенные на основе горизонтальной скважины №РН9 (рисунок 3.5) расчеты позволили сделать вывод, что при спуске обсадной колонны с применением технологии монодиаметра уменьшаются силы трения, препятствующие движению колонны в пологом наклонно-направленном участке ствола, а также снижается общая нагрузка на вышку буровой установки от веса колонн, что при строительстве скважин с большим отходом от вертикали является неоспоримым преимуществом.



Рисунок 3.5 – Традиционная многоколонная конструкция и конструкция скважины одного проходного диаметра.

Этот факт в совокупности с высвобождаемой грузоподъемностью буровой вышки подтверждает возможность значительного увеличения отхода забоев скважин от вертикали при использовании технологии монодиаметра.

Следует отметить, что проводятся не только теоретические исследования и моделирование в области строительства скважин с монодиаметром, а также, хоть и немногочисленные, промысловые испытания.

3.6 Достоинства технологии

К достоинствам технологии относится следующее:

- переход на новую конструкцию скважины, обеспечивающий снижение диаметра и количества спускаемых колонн;
- снижение отходов бурения, особенно шлама, снижение потребного количества материалов (цемента, бурового раствора, металла);

- возможность применения меньшего по геометрическим параметрам и мощности оборудования (подводное оборудование, райзер, буровая установка и т. д.);
- снижение затрат энергии и выбросов в атмосферу;
- возможность строительства скважин со сверхбольшим отходом от вертикали.

3.7 Заключение по специальному вопросу

Технология монодиаметра является наиболее перспективным продолжением развития технологий расширяющихся трубных изделий, которые уже сейчас активно применяются ведущими отечественными и зарубежными нефтегазовыми компаниями.

По оценкам специалистов, широкомасштабное внедрение технологии возможно не раньше, чем через пять лет, в силу существующей в настоящее время проблемы сохранения достаточно высокой прочности обсадных труб при их расширении на 30%, а также обеспечения герметичности стыковки секций обсадной колонны монодиаметра.

Развитие технологии монодиаметра даст возможность рентабельной разработки небольших по запасам месторождений, а также бурения более глубоких скважин и скважин с большим отходом от вертикали (до 15 км и более), что в случае разработки морских месторождений позволяет отказаться или сократить количество морских платформ. Развитие технологии строительства скважин со сверхбольшим отклонением применительно к Российскому шельфу позволит ввести в скорейшую разработку морские месторождения Обской и Тазовской губ, а также месторождения Сахалинского шельфа, находящиеся на расстоянии до 10-15 километров от берега, или месторождения, расположенные на суше и имеющие подводное продолжение без строительства дорогостоящих морских платформ, подобно уже существующим примерам: месторождение Чайво на Сахалине.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В современных условиях хозяйствования возрастают требования к экономической подготовке инженерно-технических кадров. Одним из путей улучшения экономической подготовки инженеров является выполнение на должном теоретическом и практическом уровне раздела ВКР: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- произвести расчет нормативной продолжительности выполнения работ согласно теме ВКР и представить календарный график выполнения работ;
- представить сметную стоимость выполнения работ с расчетом отдельных статей сметы.

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал АО «ССК». В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отрадненский. С января 2017 года начал работу новый подразделение филиал «Ремонта скважин». В связи с переездом Стрежевского филиала из Стрежевого в Новый – Уренгой филиал изменил название и стал Ямальским филиалом. На сегодняшний день в компании восемь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора

миллионов метров, 4000 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%). Бригады и специалисты ССК – многократные призеры конкурсов профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», мГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «Русснефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.», Иркутская Нефтяная Компания, ОАО «Новосибирскнефтегаз».

4.1 Планирование исследовательских работ

4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 40 суток.

Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [11].

При расчете нормативного времени на спуско-подъемные операции, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу.

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [12]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [11, 13].

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [13].

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в приложении В в таблице В.1.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

- механическая скорость бурения 24,5 м/ч;

- рейсовая скорость бурения 16,4 м/ч;
- коммерческая скорость 4099 м/ст.мес.

4.1.2 Линейный календарный график выполнения работ

Режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменным часов в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

- вышкомонтажная бригада (монтаж и демонтаж буровой)
- буровая бригада (буровые работы)
- бригада испытания (работы по испытанию скважины)

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 40 суток.

Календарное время бурения 465,4 часов или 19,4 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 228,7 часов или 9,5 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы								
		1			2			3		
Вышкомонтажная	40									
Буровая	19,4									
Испытания	9,5									

4.1.3 Сметная стоимость строительства скважины

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

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. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [14], в части II – на строительные и монтажные работы [15], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [16].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [17] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в приложении В таблицах В.2 и В.3.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (56,4), произведение которых на второй квартал 2022 года составляет 78,96 [18, 19].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении В в таблице В.4

4.2 Вывод по разделу

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 126 253 353,00 руб.

Строительство разведочной скважины позволит получить незаменимую информацию о разрезе, которую впоследствии можно будет использовать при

проектировании кустов эксплуатационных скважин и проекта разработки месторождения.

Отобранный в процессе бурения керн дает возможность получить максимальный объем информации о свойствах продуктивного пласта, который нельзя получить никаким другим методом исследования, поэтому затраты на эту операцию полностью оправдывают себя. Несмотря на длительность процедуры, и как следствие высокую стоимость, отбор керна совместно с испытанием пласта значительно повышает эффективность и экономическую обоснованность последующих проектных изысканий, поскольку становятся известны фильтрационно-емкостные свойства пласта, кривые падения и восстановления давления, температура, а также состав насыщающего флюида.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2650 метров на нефтяном месторождении Красноярского края.

При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины, например, такие как: профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, компоновки низа бурильной колонны и другие не менее важные параметры.

Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы научно-исследовательскими проектными институтами при проектировании разведочных скважин на территории Красноярского края.

Рабочей зоной при эксплуатации решений ВКР будет являться буровая установка, а именно роторная площадка. Основное оборудование: ротор – 1 шт, клиновой пневматический захват – 1 шт, универсальный механический ключ – 2 шт, автоматический ключ бурильщика – 1 шт, пульт управления – 1 шт, крюкоблок – 1 шт, подсвечник – 2 шт, вспомогательная лебёдка – 1 шт.

На роторной площадке осуществляются следующие виды работ: механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [20] относится к опасным производственным объектам. Таким образом, следует очень ответственно подойти к процессу организации работ при строительстве скважины, с соблюдением всех регламентированных требований к безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 Трудового кодекса Российской Федерации «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом».

Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников.

Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом. К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением [20].

Лица моложе восемнадцати лет не могут привлекаться ко всем видам работ, связанных с бурением нефтяных, газовых и других скважин, а также с добычей нефти и газа согласно ПП РФ от 25.02.2000 №163 [21].

Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты – 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск) [20].

Работник буровой имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых

пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [22].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [23].

При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук. Органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля. Редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано креслом. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [24]. Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Конструкция регулируемого кресла оператора должна соответствовать требованиям ГОСТ 21889-76 [25]. При необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении Г таблице Г.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [26].

5.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

При воздействии повышенных температур могут наблюдаться функциональные расстройства со стороны нервной и сердечно-сосудистой систем, желудочно-кишечного тракта, почек, которые обусловлены сдвигами в водно-солевом обмене и повышенным распадом белков, а при пониженных развитии заболеваний периферической нервной, сердечно-сердечно сосудистых систем. Строительство скважин выполняется круглый год на открытом воздухе. Согласно МР 2.2.7.2129-06 для Красноярского края (климатический регион IB) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре -30°C , скорости ветра 8 м/с и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, таким образом, число 10-ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 6 в смену (смена 12 часов) [27]. Согласно МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 при выполнении работ категории III не допускается находиться на рабочем месте при температуре воздуха более 31°C [28].

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования. Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Шум может увеличить риск при действии с другими факторами. В соответствии с требованиями «Санитарных норм и правил по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий» допустимый уровень звука не должен превышать 85 дБА для данного вида работ [29]. Мероприятия по предотвращению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [30] и коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи, мал шумные машины и звукопоглощающие облицовки) согласно ГОСТ 12.1.029-80 [31].

Вибрация возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни)

виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [32]. Для устранения вредного воздействия необходимо использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы) согласно ГОСТ 12.4.002-97 [33].

Освещение рабочих мест внутри и снаружи буровой установки характеризуется освещённостью, яркостью и др. Недостаточная освещённость рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, способствует развитию близорукости, сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме. На буровой установке используется естественное, искусственное и совмещенное освещение. Нормы освещённости на буровой установке, утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП). Согласно документу, рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещённость [34]: роторного ствола – 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.

Фактор проявляется при выполнении технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности, приводящих к появлению механических травм, таким как переломы пальцев на руках и ногах, ушибы и ссадины. Мероприятия по предупреждению данного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [34], проведение инструктажей по технике безопасности, расположение оповещающих знаков при ремонтных работах, обеспечение рабочего персонала СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.). Все механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и

представителя Ростехнадзора. Требования к испытанию установлены в РД 10-525-03 [35]. Испытание включает в себя внешний осмотр, статическое и динамическое испытания. В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты, которые также подлежат испытанию.

Проявление фактора возможно при касании к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Ток производит биологическое, термическое и электролитическое действие, и приводит к ожогам частей тела, потере зрения, нарушению дыхания и повреждению внутренних органов. Предупреждение поражений электрическим током на объектах включает в себя: применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки, зануления; применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок; проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок в соответствии с требованиями ПУЭ [36] и приказа от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [37]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением (изоляция, ограждения) знаки и площади безопасности.

Данный фактор возникает при вышкомонтажных работах и спускоподъемных операциях и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения. Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [34] и включают в себя: использование верховым рабочим страховочного троса; оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м; установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров – не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

5.3 Экологическая безопасность

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Наибольший вред наносится земельным, лесным и водным ресурсам.

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды. При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Шламовый амбар должен быть обвалован: высота обвалования 1 м, ширина по верху – 0,8 м, уклон до 1:2. В целях предупреждения загрязнения грунтовых вод инфильтратом отходов бурения дно и стенки амбара должны быть гидроизолированы. Гидроизоляция может выполняться цементно-глинистой пастой. Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [38].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 10 июля 2018 года N 800 «О проведении рекультивации и консервации земель» [39].

Для обеспечения охраны недр, в том числе подземных вод, строительство скважин предусматривается в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин» [40].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- надежная изоляция флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду, в том числе установка на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90 [41];
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, за счет ограничения скорости спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяются следующие технологические решения: кольматация стенок скважины с образованием прочной низкопроницаемой фильтрационной корки, препятствующей проникновению фильтрата бурового раствора в водоносный горизонт; обработка бурового раствора высокомолекулярными соединениями; ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

При строительстве скважин существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, как природного, так и техногенного характера. Результаты анализа вероятных ЧС приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является газонефтеводопроявление (ГНВП), возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [34]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причины возникновения ГНВП при строительстве скважин:

- неправильное планирование проведения работ, которое привело к неверным действиям при создании давления рабочего раствора во время выполнения капитального ремонта;
- снижение уровня жидкости в скважине вследствие поглощения или неверного выполнения спуско-подъемных операций;
- снижение плотности рабочей жидкости во время простоев работы из-за поступления через стенки воды или газа;
- несоблюдение рекомендуемого временного интервала между циклами работ;

- освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды;
- возникновение процессов поглощения жидкости в стволе скважины.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [34]:

- не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных геологотехническим нарядом (далее ГТН);
- непрерывный долив скважины при подъеме буровой колонны;
- цемент за кондуктором поднимать до устья скважины;
- при снижении плотности бурового раствора более чем на $0,03 \text{ г/см}^3$ необходимо принимать немедленные меры по ее восстановлению;
- иметь 2-кратный запас раствора на скважинах при вскрытии зон с возможными ГНВП, продуктивных горизонтов на неразведанных площадях и объектах, на газовых и газоконденсатных месторождениях и месторождениях с аномально высокими давлениями;
- избегать применения КНБК с малыми зазорами;
- перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, под ведущей буровой трубой устанавливают обратный клапан.

При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал буровых труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [42].

Существует несколько способов ликвидации ГНВП. Метод уравнившегося пластового давления – забойное давление поддерживается несколько выше пластового на протяжении всего процесса.

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [43], можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С).

В качестве первичных средств пожаротушения на территории буровых площадок размещаются пожарные щиты типа ЩП-В. Комплектация пожарного щита ЩП-В: огнетушитель ОП-10 или 2 огнетушителя ОП-4, ОП-5 или 2 огнетушителя ОВП-10; лом – 1 шт; ведро – 1 шт; покрывало для изоляции очага возгорания – 1 шт; лопата штыковая – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик с песком 0,5 куб. метра – 1 шт.

5.5 Вывод по разделу

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при работе на роторной площадке. Фактические значения выявленных вредных и опасных факторов не превышают нормативных значений.

Согласно классификации помещений по ПУЭ, основное рабочее место – роторная площадка, относится к помещениям особой опасности, т.к. из-за возможных разливов бурового раствора при спуско-подъемных операциях на ней находится большое количество влаги.

Персонал буровой установки должен иметь III группу по электробезопасности, т.к. он осуществляет эксплуатацию технического оборудования до 1000 В.

Категорию тяжести труда бурильщика и помощников бурильщика относится к категории IIб за счет необходимости вручную перемещать различное оборудование в пределах роторной площадки.

Буровая установка по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории АН – повышенная взрывопожароопасность.

Строящаяся скважина относится к объектам, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду, к объектам II категории, поскольку на ней еще не осуществляется добыча углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно техническому заданию были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2650 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край). Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

В конструкцию скважины в связи с наличием интервала с несовместимыми условиями бурения были включены направление, кондуктор, техническая и эксплуатационная колонны.

Конструкция скважины, согласно решениям, включает в себя колонны направления, кондуктора, техническую и эксплуатационную колонну. В качестве подорозрушающего инструмента были выбраны шарошечные и PDC долота, причем выбор был сделан исходя из горно-геологических условий и экономической целесообразности. Затем на основании выбранного инструмента были обоснованы параметры режимов бурения, такие как осевая нагрузка, частота вращения инструмента и расход бурового раствора. Были проверены на прочность и подобраны подходящие группы прочности для стальных бурильных труб.

В связи с наличием солевых отложений проектируется минерализованный буровой раствор для всех интервалов, за исключением направления. По результатам разработки гидравлической программы промывки были выбраны режимы работы буровых насосов, а именно диаметры втулок и частота двойных ходов, обеспечивающие оптимальные условия очистки скважины.

В связи с необходимостью отбора керна в интервале продуктивного пласта были запроектированы бурголовка и керноотборный снаряд, соответствующие мощности и механическим свойствам пласта.

Сравнительно невысокие давления при цементировании позволили выбрать группу прочности Д для всех обсадных колонн. Поскольку затрубные

давления не превышают давления гидроразрыва выбрано одноступенчатое цементирование.

Для проведения испытаний продуктивного пласта выбран пластоиспытатель спускаемый на кабеле ИПВ-80 («Башнефтегеофизика» АО).

Для обвязки колонн в соответствии с конструкцией скважины выбрана колонная головка ОКК2-21-324х245х146 К1 ХЛ. После завершения процесса бурения на колонную головку устанавливается фонтанная арматура АФЗ-80/65х21.

Для бурения скважины выбрана буровая установка ЗД-86, наилучшим образом подходящая для строительства разведочных скважин.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Самохвалов М.А. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 92 с.
2. Епихин А.В. 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») / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.
3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание / А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Опыт промышленного применения технологии расширения трубных изделий в скважине / Дьюпел К.К., Кампо Д. Б., Лофтон Д.Э. [и др.] // Нефтегазовые технологии. – 2002. – №2. – С 12-17.
5. Фишер П.А. Скважина одного проходного диаметра расширяет возможности / П.А. Фишер // Нефтегазовые технологии. – 2006. – №11. – С. 54-59.
6. Dean B. Monodiameter drilling liner F from concept to reality / B. Dean, L. Cook, D. Brisco // SPE/IADC Drilling Conference. – 2003. – Vol. 17F. – P. 567-584.
7. Jabs M. Using expandable metal technology to create a monobore well / M. Jabs // Offshore Technology Conference. – 2004. – Vol. 19. – P. 131-139.
8. Fisher P.A. Monodiameter wells continue to expand possibilities / P.A. Fisher // World Oil. – 2006. – №6. – P. 25-39.
9. Waddell K. Advances in single-diameter well technology: next step to cost-effective optimization / K. Waddell // ATCE. – 2005. – Vol. 4. – P. 26-29.

10. Ибатуллин Р.Р. Техника и технология крепления скважин расширяемыми обсадными колоннами / Р.Р. Ибатуллин, Г.С. Абрахманов, Н.Х. Хамитьянов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2006 г. – №1. – С. 23-28.

11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 11.05.2022).

12. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburennnyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 11.05.2022).

13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

14. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

16. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

17. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

18. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 11.05.2022).

19. Письмо Госстроя СССР от 06.09.90 n 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 11.05.2022).

20. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001).

21. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. № 163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет».

22. Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

23. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

24. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

25. ГОСТ 21889-76 «Система "человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования».

26. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

27. МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».

28. МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года».

29. Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий (утвержден 30.04.1969 Зам.

Главного Государственного санитарного врача СССР) [Электронный ресурс]
Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293731/4293731899.htm> (дата обращения 25.05.2022).

30. ГОСТ 12.4.275-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний».

31. ГОСТ 12.1.029-80 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация».

32. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования».

33. ГОСТ 12.4.002-97 «Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний».

34. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

35. РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин».

36. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

37. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

38. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».

39. Постановление правительства Российской Федерации от 10 июля 2018 года N 800 «О проведении рекультивации и консервации земель».

40. ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин».

41. ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции».

42. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».

43. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение	Индекс	Элементы залегания, падения пластов на подошве		Коэффициент кавернозности
				Угол	Азимут	
0	455	Пермо-карбон	P-C	0°00'		1,30
		Кембрий	E			
		Нижний-средний	E ₁₋₂			
455	650	Литвинцевская свита	E ₁₋₂ 1:t	0°30'		1,30
650	1045	Ангарская	E ₁₋₂ an	0°30'		1,30
1045	1105	Бугайская	E ₁ bul	1°30'		1,25
1105	1305	Верхнебельская п/св.	E ₁ bls ₂	1°30'		1,25
1350	1645	Нижнебельская	E ₁ bls ₁	1°30'		1,20
1645	2140	Усальская	E ₁ us	1°30'		1,20
2040	2080	Осинский горизонт	E ₁ us (os)			
		Венд	V			
2140	2205	Тэтэрская	V-ttr	1°30'		1,15
2205	2310	Собинское	Vsb	1°30'		1,15
2310	2440	Катаганская	Vktq	1°30'		1,15
2440	2535	Оснобинская	Vos	1°30'		1,15
2535	2850	Ванаварская	Vvn	1°30'		1,20

Таблица А.2 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс страт. подр.	Интервал		Название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, %	Твердость	Абразивность	Пластичность	Тип пород
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Р-С	0	455	Долериты Алевриты Аргиллиты Угли	2,80 2,0-2,5 2,3-2,5 2,4-2,6	- - - -	- - - -	5-8	6,5-9,5	6 до б/н	СЗ- ТЗ
E ₁₋₂ lit	455	650	Долериты Известняки Доломит Мергели	2,86 2,60 2,60 2,60	- 4,33 - -	- 0 - -	4,5-5,5	3,5-5	2-6	СЗ
E ₁ an	650	1045	Доломит Каменная соль	2,73 2,20	3,51 0,1	0 0	3	2	2-6	СЗ
E ₁ bul	1045	1105	Доломит	2,76	3,1	0,12	6,5-7,5	4,5-6	2-6	СЗ- ТЗ
E ₁ bls ₂	1105	1350	Доломит Каменная соль	2,73 2,58	2,73 0,62	1,03 0,01	4,5-6,5	3,5-5,5	2-6	СЗ
E ₁ bls ₁	1350	1645	Доломит Известняк Каменная соль	2,72 2,72 2,58	4,29 0,94 0,62	1,06 0,65 0,01	5-7,5	5-6	2-6	СЗ- ТЗ
E ₁ us	1645	2140	Доломит Каменная соль	2,61 2,17	1,9 0,1	1,1 -	5-6,5	4-5,5	2-6	СЗ- ТЗ
V-E ₁ tt	2140	2205	Доломит	2,83	1,59	0,01	6,5	4,5	2-6	СЗ- ТЗ
V sb	2205	2310	Доломит	2,77	2,65	0,63	6,5-8,5	6-7,5	2-6	ТКЗ
V ktg	2310	2440	Доломит глин. Доломит ангидрит	2,71 2,58 2,62	2,7 6,95 50,9	0,13 0,29 0,7	6,5-8,5	6-7,5	2-6	ТКЗ

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
V osk	2440	2535	Доломиты	2,56	6,31	9,9	5-6,5	4-6,5	2-6	СЗ-ТЗ
V vn	2535	2850	Алевролит Аргиллит Песчаник	2,56 2,58 2,62	1,4 1,4 22	1,9 0,3 0,7	4-7	6-9	1.1-5	ТЗ-ТКЗ

Таблица А.3 – Градиенты давлений по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты			
от	до	пластового давления, МПа/м	гидроразрыва пород, МПа/м	горного давления, МПа/м	Температура по разрезу, °С
0	100	0,011	0,014	0,027	3
100	200	0,012	0,014	0,025	3-5
200	540	0,012	0,015	0,034	10
540	750	0,012	0,016	0,027	12
750	1200	0,012	0,017	0,034	16
1200	1350	0,017	0,018	0,025	18-22
1450	2100	0,012	0,017	0,034	22-23
2100	2300	0,011	0,017	0,025	24
2300	2500	0,012	0,019	0,027	25-28
2500	2850	0,013	0,019	0,025	30-32

Таблица А.4 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
V vn	2590	2622	Поровый	791	70	0,1-103,9	–
Водоносность							
P-C	50	300	Поровый	1-1,03	До 100	–	Да.
E ₁₋₂ an	650	1045	Каверно- трещинный	-	До 20		Нет. Минерализ. – 4,0 г/л.
E ₁₋₂ us (os)	2040	2080	Каверно- трещинный	1,13	-		Нет. Минерализ. – 243,58 г/л.
V ₁ vn	2622	2635	Поровый	1,150-1,220	0,36-9,2		Нет. Минерализ. – 201-402 г/л.

Таблица А.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
P-C	0	80	Обвал стенок скважины	Прихват инструментов в результате осыпания слабосцементированных пород.
P-C	80	455	Кавернообразование	Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты при бурении слабосцементированных терригенных пород, контактной зоны интрузии долеритов.
E ₁ an	850	1045	Кавернообразование в интервалах залегания соли	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты, контактной зоны интрузии долеритов.
E ₁ bls ₂	1105	1350	Кавернообразование	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения.
E ₁ us	1645	2140	Кавернообразование	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Увеличение объема и изменение параметров промывочной жидкости при прохождении трещиновато-кавернозных водонасыщенных пород осинского горизонта.
V vn	2535	2650	Кавернообразование, обвалообразование	Прихват при бурении аргиллитов, склонных к выкрашиванию и осыпанию. Разгазирование, перелив, выбросы промывочной жидкости, пленка нефти, фонтанирование при создании депрессии на пласт за счет снижения давления в стволе скважины (катастрофическое поглощение, нарушение технологии бурения).

Приложение Б Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-90 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	90	490,0 (19 19/64) GRD523X	295,7	0,53
		Переводник П-177/171	93	0,517
		3-K490,0 СТ	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/133	90	0,53
		ПК-127х9,19 Е	1943	62
Σ			8134	90

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (90-1200 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
90	1200	393,7 FD816МН	130	0,45
		Переводник П-177/171	93	0,517
		2-КА385,0 СТК	252,2	0,825
		Переводник П-171/152	60	0,517
		Д-240РС	2611	10,61
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/161	87	0,521
		УБТС2-203	3424	16
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	2496	16
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	36005,90	1153
Σ		45251,10	1200	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (1200-1350 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1200	1350	295,3 (11 5/8) MTR537X	90,1	0,42
		1-КА292,0 СТК	103	0,483
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	8560	40
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	2496	16
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127x9,19 Е	40321,63	1292
Σ			51781	1350

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1350-2650 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1350	2650	У8-190,5 СТ-3ТК	30	0,35
		10КСИ187,3 СТК	54	0,48
		ДГР-165.7/8.49	1015	8,652
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		УБТС2-178	6240	40
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	81116	2598
Σ			88719	2650

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна в интервале 2590-2622 м

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2590	2622	У9-190,5/80 SC-3Т	22	0,22
		СК-172/80РС	2240	22,56
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	2496	16
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	80616	2582
Σ			85477	2622

Таблица Б.6 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	до					
0	90	90	490	-	1,3	22,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил}=0,12$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном}=12,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно}=0,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=67,1$
Общая потребность бурового раствора на интервале						$V_{бр}=80,1$
Объем раствора к приготовлению						$V_3=80,1$
Кондуктор интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	до					
90	1200	1110	393,7	406	1,24	178,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил}=1,01$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном}=94,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно}=4,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=223,8$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр}=324,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=503,0$
Тех. колонна интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	до					
1200	1350	150	295,3	304,9	1,25	100,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил}=0,01$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном}=5,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно}=3,0$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=205,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр}=214,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=138,2$
Экс. колонна интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	до					
1350	2650	1300	146,1	228,7	1,18	111,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил}=0,6$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном}=31,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно}=7,9$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=228,5$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр}=268,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=335,2$

Таблица Б.7 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
каустическая сода	Регулятор pH	25	80,1	3,2	251,5	10,1	69,1	2,8	167,6	6,7	568,3	23
глина ПБМБ	структурообразователь	1000	8011,7	8,0	45269,7	45,3	12434,9	12,4	30168,5	30,2	95884,8	96
кальцинированная сода	регулятор жёсткости	25	80,1	3,2	503,0	20,1	138,2	5,5	335,2	13,4	1056,5	43
PAC HV	высоковязкий понизитель фильтрации	25			2515,0	100,6	690,8	27,6	1676,0	67,0	4881,8	196
PAC LV	низковязкий понизитель фильтрации	25			5030,0	201,2	1381,7	55,3	3352,1	134,1	9763,7	391
REOLUB	смазочная добавка	172			2515,0	14,6	690,8	4,0	1676,0	9,7	4881,8	29
NaCl	предотвращение растворения солей	1000			50299,7	50,3	13816,6	13,8	33520,5	33,5	97636,8	98
Atren Antifoam	предотвращения пенообразования	20			100,6	5,0	27,6	1,4	67,0	3,4	195,3	10
барит	утяжелитель	1000	25944	25,9	118618,5	118,6	166462,3	166,5	161872,1	161,9	472898	473

Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица В.1 – Нормативная карта

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, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	490,0 (19 19/64) GRD523X	0	90	500	0,033	90	0,18	3	0,17	3,17
Промывка (ЕНВ)										0,20
Наращивание (ЕНВ)										1,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										12,37
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										18,34
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,92
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										19,36
Бурение под кондуктор	393,7 FD816MH	90	1200	3000	0,033	1110	0,37	37	3,04	40,04
Промывка (ЕНВ)										0,80
Наращивание (ЕНВ)										15,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										43,99
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										105,35
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,27
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										111,11

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под техническую колонну	295,3 (11 5/8) MTR537X	1200	1350	800	0,04	150	0,19	6	5,04	11,04
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,85
Наращивание (ЕНВ)										2,00
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										41,31
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										72,76
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,64
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										77,40
Бурение под эксплуатационную колонну	У8-190,5 ST-3TK	70,13	70,13	70,13	70,13	70,13	70,13	70,13	70,13	70,13
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	У9-190,5/80 SC-3T	22,95	22,95	22,95	22,95	22,95	22,95	22,95	22,95	22,95
Бурение под эксплуатационную колонну	У8-190,5 ST-3TK	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,26
Наращивание (ЕНВ)										18,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										52,06
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										12,67
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										232,31

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ремонтные работы (ЕНВ)										18,59
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										257,57
Итого по колоннам:										465,44

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6								
Социальные отчисления, 30,4%				157,0								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,3	40,3	2,8	386,5	1,5	207,8	8,6	1183,3
Социальные отчисления, 30,4%						12,2		117,5		63,2		359,7
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4								
Социальные отчисления, 30,4%				14,1								
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,3	4,2	2,8	40,3	1,5	21,7	8,6	123,3
Социальные отчисления, 30,4%						1,3		12,2		6,6		37,5
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,3	73,7	2,8	707,2	1,5	380,3	8,6	2165,2
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,3	417,6	2,8	4007,9	1,5	2155,2	8,6	12270,6
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			2,8	628,2	1,5	337,8	0,4	80,1
Прокат ВЗД	сут	103,6					2,8	289,8	1,5	155,8	0,4	37,0
Эксплуатация ДВС передвижной электро-станции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,8	24,9	1,5	13,4	8,6	76,2

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептов приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	2,8	21,1	1,5	11,3	8,6	64,6
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	2,8	418,1	1,5	224,8	8,6	1280,0
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,3	9,9	2,8	94,9	1,5	51,0	8,6	290,5
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,3	29,3	2,8	280,8	1,5	151,0	8,6	859,7
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	2,8	15,5	1,5	8,3	8,6	47,4
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,3	49,3	2,8	473,5	1,5	254,6	8,6	1449,6
Каустическая сода	т	140,3			0,1	11,2	0,3	35,3	0,1	9,7	0,2	23,5
Глина ПБМБ	т	284,6			8,0	2280,1	45,3	12883,8	12,4	3539,0	30,2	8586,0
Кальцинированная сода	т	124,8			0,1	10,0	0,5	62,8	0,1	17,2	0,3	41,8
PAC-HV	т	738,7					2,5	1857,8	0,7	510,3	1,7	1238,1
PAC-LV	т	681,6					5,0	3428,4	1,4	941,8	3,4	2284,8
REOLUB	т	472,9					2,5	1189,3	0,7	326,7	1,7	792,6
NaCl	т	99,7					50,3	5014,9	13,8	1377,5	33,5	3342,0
Atren antifoam	т	954,7					0,1	96,0	0,1	48,7	0,1	64,0
Барит	т	76,1			25,9		118,6	9026,9	166,5	12667,8	161,9	12318,5
Итого затрат зависящих от времени, руб			8749,8		2985,4		41113,4		23481,4		49015,7	
Затраты, зависящие от объема работ												
490,0 (19 19/64) GRD523X	шт	1985,7			0,2	357,4						
393,7 FD816MH	шт	1522,0					0,4	563,1				
295,3 (11 5/8) MTR537X	шт	4458,6							0,2	836,0		
У8-190,5 ST-3TK	шт	5254,6									0,35	1861,6
У9-190,5/80 SC-3T	шт	4463,0									0,08	357,0
Калибратор 3-K490,0 СТ	шт	890,5			0,2	160,3						
Калибратор 2-КА385,0 СТК	шт	565,4					0,4	209,2				
Калибратор 1-КА292,0 СТК	шт	415,5							0,2	77,9		
Калибратор 10КСИ187,3 СТК	шт	290,3									0,4	102,8
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		517,7232		772,3306		913,9		2321,5	
Итого по колоннам, руб			8749,752		3503,109		41885,72		24395,3		51337,2	
Всего по сметному расчету, руб			255216,7									

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	66,5	1,8	236,7	1,7	222,3	2,2	280,2
Социальные отчисления, 30,4%				20,2		72,0		67,6		85,2
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	6,0	1,8	21,3	1,7	20,0	2,2	25,2
Социальные отчисления, 30,4%				1,8		6,5		6,1		7,6
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,9	1,8	13,8	1,7	13,0	2,2	16,4
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	130,3	1,8	463,5	1,7	435,2	2,2	548,5
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	738,4	1,8	2626,5	1,7	2466,3	2,2	3108,5
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	71,6	1,8	254,6	1,7	239,0	2,2	301,3
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,6	1,8	16,3	1,7	15,3	2,2	19,3
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	87,2	1,8	310,3	1,7	291,4	2,2	367,2
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	9,5	1,8	33,7	1,7	31,7	2,2	39,9
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	17,5	1,8	62,2	1,7	58,4	2,2	73,6
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2
БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	шт	142,57	1,0	142,6						
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8				
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	56,93					1,0	56,9		
БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	шт	75,4							1,0	75,4
ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	шт	45,1	9,0	405,9						
ЦПЦ-324/393,7 («НефтьКам»)	шт	34,6			47,0	1626,2				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	19,4					40,0	776,0		
ЦПЦ-146/190,5 («НефтьКам»)	шт	16,5							81,0	1336,5
ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	шт	398,94	1,0	398,9						
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	113,1			1,0	113,1				
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	105					1,0	105,0		
ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	шт	99							1,0	99,0
ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4						
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2				

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	30,12					1,0	30,1		
ПРП-Ц-В/Н-146 («Уралнефтемаш»)	шт	21,5							2,0	43,0
Головка цементируочная ГЦУ-426	шт	2845	1,0	2845,0						
Головка цементируочная ГЦУ-324	шт	2550			1,0	2550,0				
Головка цементируочная ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0		
Головка цементируочная ГЦУ-146	шт	1828							1,0	1828,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			5141,9		8688,3		7350,2		8418,8	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х10 Д	м	37,21	90,0	3348,9						
Обсадные трубы 324х9,5 Д	м	28,53			1200,0	34236				
Обсадные трубы 245х7,9 Д	м	19,8					1350,0	26730,0		
Обсадные трубы 146х7,7; 146х7 Д	м	17,8							2650,0	47170
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	8,4	225,5	12,3	330,1	11,4	306,0	9,4	252,3
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-50	т	32			28,6	915,2	7,7	246,4	23,9	764,8
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			4154,3		36873,45		29639,42		50532,241	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			121199,4							
Всего по сметному расчету, руб			150798,7							

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	169 320	2 908 504,59
	Итого по главе 1	169 320	2 908 504,59
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	73 518	5 804 981,28
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	896 274,96
	Итого по главе 2	84 869	6 701 256,24
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	255 217	20 151 914,20
3.2	Крепление скважины	150 799	11 907 067,71
	Итого по главе 3	406 015	32 058 981,91
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	35 025	2 765 554,62
	Итого по главе 4	35 025	2 765 554,62
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	48 514	3 830 699,02
	Итого по главе 5	48 514	3 830 699,02
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	13 726	1 083 820,99
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 017	80 283,04
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 563 831,20
	Итого по главе 6	47 213	3 727 935,22
	ИТОГО прямых затрат	790 957	51 992 931,61
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	158 191	10 398 586,32
	Итого по главе 7	158 191	10 398 586,32
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	75 932	4 991 321,43
	Итого по главе 8	75 932	4 991 321,43
	ИТОГО по главам 1-8	1 025 080	67 382 839,37

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	251 145	16 508 795,65
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	45 104	2 964 844,93
9.3	Северные надбавки 2,98%	30 547	2 008 008,61
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	7 500 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	1 500 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	48 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	14 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	2 769 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	920 000,00
9.11	Перевозка вахт	-	107 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	38 000,00
	Итого прочих работ и затрат	326 795	33 685 649,19
	ИТОГО по гл 1-9	1 351 875	101 068 488,56
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 050	134 765,68
	Итого по главе 10	2 050	134 765,68
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	67 696	4 963 112,71
	Итого по главе 12	67 696	4 963 112,71
ИТОГО		1 421 622	106 994 366,95
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			106 994 366,95
НДС			19 258 986,05
ВСЕГО с учетом НДС			126 253 353,00

Приложение Г Социальная ответственность

Таблица Г.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на роторной площадке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий ГОСТ 12.4.275-2014 (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.4.002-97 Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»