

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 ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК–622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m2650)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Кривонос Александр Сергеевич		11.06.2021

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 18.03.2021 Максимова Ю.А.
 (Подпись) Дата (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврская работа

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Кривоносов Александр Сергеевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2650 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-62/с от 17.03.2021
---	-------------------------

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины(Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины:(Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки

	скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); •Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки • Совершенствование процесса спуска обсадных колонн
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Трубченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Ассистент, Аверкиев Алексей Анатольевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Совершенствование процесса спуска обсадных колонн	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Кривоносов Александр Сергеевич		18.03.2021

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

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

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	50
14.05.2021	3. Совершенствование процесса спуска обсадных колонн	10
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		18.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Кривоносов Александр Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Примерный бюджет проекта 12,6 млн руб; В реализации проекта участвует одна буровая бригада из 14 человек: буровой мастер, бурильщик, помощник бурильщика, электромонтёр, слесарь, лаборант.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Начисление премии 30%; Районный коэффициент 50%; Дополнительная заработная плата 11%; Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 12792 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	В данном разделе для каждого вида работ определяются необходимое количество времени.
2. Линейный календарный график работы бригады	В данном разделе определяется состав и количество человек в буровой бригаде, составляется график работы бригады.
3. Расчет заработной платы	В данном разделе производится расчет оплаты труда.
4. Корректировка сметной стоимости строительства скважины	В данном разделе рассчитывается сметная стоимость для бурения и крепления скважины, а также прочих дополнительных работ. Определяются сроки бурения и крепления скважины.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	Канд.экон.наук, доцент		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Кривоносов Александр Сергеевич		18.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Кривоносов Александр Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина глубиной 2650 метров на газовом месторождении.</p> <p>Область применения: Разведка и изучение месторождения.</p> <p>Рабочая зона: зона стола ротора, зона работы верхового, блок приготвление БР, блок очистки БР, насосный блок, блок ПВО.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>ТК РФ Глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»</p> <p>ТК РФ Глава 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях»</p> <p>ТК РФ Статья 301 «Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом»</p> <p>ТК РФ Статья 96 «Работа в ночное время»</p> <p>ТК РФ Статья 109 «Специальные перерывы для обогрева и отдыха»</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны»</p> <p>СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»</p> <p>ГОСТ ISO 9612-2016 «Измерения шума для оценки его воздействия на человека»</p>
---	--

	ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность» СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность» ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы, и их классификация» ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- отклонение показателей микроклимата; - превышение уровня шума; - повышенные уровни вибрации; - повышенная загазованность воздуха рабочей среды; - повреждения в результате контакта с живыми организмами (насекомые); - отсутствие или недостаток естественного света рабочей зоны; - повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.
3. Экологическая безопасность:	Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Часто встречающиеся ЧС, возникающих при строительстве скважин: - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары). Наиболее типичной ЧС возникающее при строительстве скважин - ГНВП.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Кривоносов Александр Сергеевич		18.03.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 94 страницы без учета приложений, 13 рисунков, 44 таблицы, 31 литературных источника, 10 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2650 метров на газовом месторождении (Красноярский край).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2650 м на газовом месторождении (Красноярский край).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть методики совершенствования процесса спуска обсадных колонн.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

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

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

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;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементирующая нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат.

Оглавление

Реферат	8
Определения, обозначения, сокращения	9
Введение	13
1 Горно-геологические условия бурения скважины	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводности месторождения (площади)	16
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 Технологическая часть	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	18
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	20
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	23
2.3 Проектирование процессов углубление скважины	24
2.3.1 Выбор способа бурения	24
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	24
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	25
2.3.4 Расчет частоты вращения долот	26
2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	27
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	29
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	30
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	34
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	38
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	40
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	40
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	40
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	44
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	46
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	48
2.5 Выбор буровой установки	51
3 Совершенствование процесса спуска обсадных колонн	52
3.1 Секционный спуск обсадных колонн	52
3.2 Спуск эксплуатационных колонн с вращением и промывкой	53
3.3 Система Casing Drive System™	54

3.4 Технологическая оснастка обсадных колонн	57
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	58
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	58
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	67
4.3 Расчёт заработной платы и отчислений	68
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	76
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	76
4.4.2 Расчет технико-экономических показателей	77
4.5 Финансовые затраты для реализации проекта	79
5 Социальная ответственность	83
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	83
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	84
5.2 Производственная безопасность	84
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов	85
5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата	85
5.2.1.2 Превышение уровня шума	85
5.2.1.3 Повышенные уровни вибрации	85
5.2.1.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	86
5.2.1.5 Повреждения в результате контакта с живыми организмами	86
5.2.1.6 Отсутствие или недостаток естественного света рабочей зоны	86
5.2.1.7 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	87
5.2.2 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов	87
5.3. Экологическая безопасность	88
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
Заключение	91
Список использованных источников	92

Приложение А	95
Приложение Б.....	96
Приложение В	97
Приложение Г.....	98
Приложение Д.....	99
Приложения Е.....	101
Приложение И.....	103
Приложение К.....	105
Приложение Л.....	114
Приложение М.....	115

Введение

Важность нефти и газа для всего мира, играет огромную роль. В жизни современного человека значимость этих углеводородов не может быть переоценена. В нефтегазовой отрасли значимость процесса бурения стоит на первом месте, так как от качества строительства скважины зависит то, сколько финансовых средств, и с какой периодичностью, придется выделять для обслуживания и ремонта скважины, какой будет дебит и сколько она прослужит. Для успешного строительства скважин как добывающих так и нагнетающих, важен не только многолетний опыт работы персонала, но и инженерно-технологические решения направленные на обеспечение повышения безопасности ведения работ, уменьшения материальных и сырьевых потерь.

Одной из проблем строительства скважин на месторождениях Восточной Сибири является проблема высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей. Поглощения приводят к снижению устойчивости ствола скважин, потере подвижности компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и другим осложнениям.

С увеличением глубины коэффициенты кавернозности уменьшаются. Породы преимущественно средне и твердо абразивные.

В интервале продуктивного пласта аномально высокого пластового давления не наблюдается, максимальная температура на забое 32°C. Продуктивный пласт в интервале 2590-2650 метров представлен алевролитом и аргелитом, плотностью 2560-2580 кг/м³, проницаемостью 0,3-1,9%, пористостью 1,4%. Свободный дебит составляет 50 м³/сут.

. Присутствуют интервалы, несовместимые по условиям бурения.

Анализ вышеуказанных геологических условий позволит спроектировать эффективные технологические решения для ее строительства.

Надо учесть близкое расположение водоносных горизонтов для предупреждения межпластовых перетоков.

Следует учитывать осложнения, которые присущи данной площади, а именно разрыв пластов каменной соли, осыпи и обвалы.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка необходимых технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2650 м на газовом месторождении (Красноярский край).

В специальной части ставится задача рассмотрения вопроса совершенствования процесса спуска обсадных колонн при строительстве нефтяных и газовых скважин. Применение различных методик и систем для осуществления процесса спуска обсадных колонн может решить ряд вопросов связанных с уменьшением количества времени на спуск обсадной колонны и повышение качества работы.

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

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

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

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

Таблица 1 – Градиенты давлений и температуры 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

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 32°.

Интервал скважины в большей степени сложен алевролитами, аргиллитами, а также доломитами которые имеют среднюю и высокую твердость. Интервал продуктивного пласта так же сложен алевролитом, аргиллитом и песчаником, который также имеет высокую твердость. Поэтому в

данном интервале необходимо использовать породоразрушающий инструмент, позволяющие бурить средние и твердые породы.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеносности по разрезу скважины представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /м ³
	от	до				
V vn	2590	2622	Поровый	0,791	50	0,1- 103,9

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения

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	
E ₁ us	1645	2140	
V vn	2535	2650	Кавернообразование, обвалообразование

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется вертикальная скважина, поэтому расчеты профиля не проводятся.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

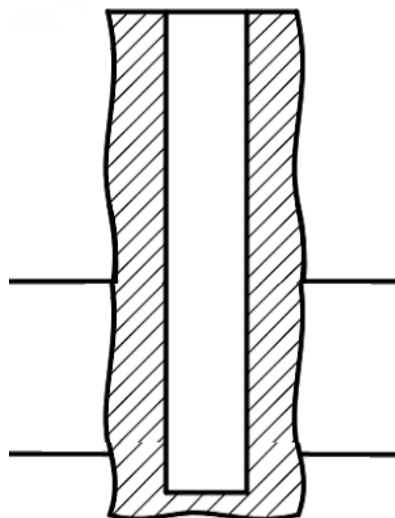


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

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

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

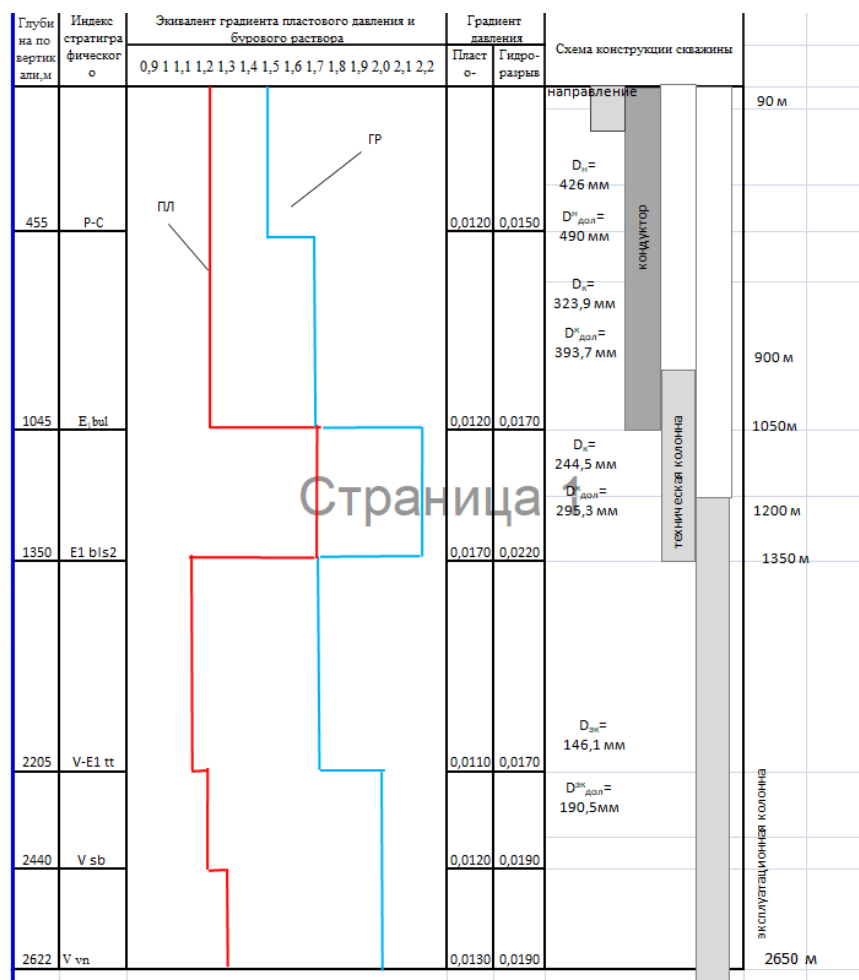


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что в разрезе скважины присутствует зона несовместимых по условиям бурения. Поэтому проектируется двухколонная конструкция 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 зон осложнения (обвал стенок скважины) на 10 м. Так как в проектируемой скважине зона осложнения связанная с обвалом стенок скважины является 80 метров , то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 90 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Основным условием при определении глубины спуска предыдущей колонны является предотвращение гидроразрыва горных пород у башмака предыдущей колонны в случае открытого флюидопроявления. Данное условие является необходимым, т.к. в случае гидроразрыва горных пород под башмаком колонны в процессе ликвидации ГНВП, создать противодействие на пласт будет практически невозможно. Исходя из расчетов (таблица 4), было принято решение спускать кондуктор на глубину 1050 м. В таблице 4 представлен расчет глубины спуска кондуктора.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2650 м.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	V vn
Глубина кровли продуктивного пласта, м	2590
Градиент пластового давления в кровле пласта, МПа/м	0,013
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине, МПа/м	0,019
Плотность нефти, г/см ³	791
Расчетные значения	
Пластовое давление, МПа	33,67
Глубина спуска кондуктора, м	1050
Принимаемая глубина, м	1050

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление, кондуктор цементируются на всю длину.
2. Эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых. Значит интервал цементирования составит 1450 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 146,1 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 166 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 146,1 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле:

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

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 166 мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный 20 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 186 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 190,5 мм.

Расчет промежуточной (Технической) колонны:

В конструкцию скважины будет входить промежуточная (техническая) колонна так как имеется интервал несовместимый по условию бурения.

Исходя из выбранного диаметра эксплуатационной колонны, выбираем диаметр технической колонны равный 244,5 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 244,5 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 269,9 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 25 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле :

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (2)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 269,9 мм;

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

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

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

Диаметр долота равен 295,3 мм.

Расчет Кондуктора:

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14) \quad (3)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный 295,3 мм;

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

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

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

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 45 мм. Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 368,9 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 393,7 мм.

Расчет Направления:

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле.

$$D_{\text{к вн}} = 405,7 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 426 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 451 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 426 мм равняется 50 мм. Значит диаметр долота под направление считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 476 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 490 мм.

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Рассчитаем максимальное устьевое давление скважины по формуле:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}} \quad (4)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, 33,67 МПа;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, 791 кг/м³;

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

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

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}} = 33,67 - 791 \cdot 9,81 \cdot 2590 = 13,57 \text{ МПа};$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ГНВП}} = k \cdot P_{\text{му}} \quad (5)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)

$$P_{\text{ГНВП}} = 14,92959 \text{ МПа};$$

Давления опрессовки определяется по формуле:

$$P_{\text{оп}} = k \cdot P_{\text{ГНВП}} \quad (6)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%),

$P_{\text{ГНВП}}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$$P_{\text{оп}} = 16,42254 \text{ МПа};$$

Выбираем противовыбросовое оборудование ОП6 –230/80х21, 230 – условный диаметр проходного превенторного блока, мм; 80 – условный диаметр прохода манифольда, мм; 21 – рабочее давление, МПа.

Для бурения скважины используем колонную обвязку ОКК2-21-146х245х324 К1 ХЛ. Расчеты проведены по методичке «Проектирование конструкций скважины» [1]. Результаты расчета представлены в приложении Г.

2.3 Проектирование процессов углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из экономических соображений, под направление выбирается роторный способ бурения, так как это удешевит строительство скважины, за счет того что, в компоновке низа бурильной колонны не будет применяться ВЗД. Под кондуктор, промежуточную колонну и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Запроектированные способы бурения по интервалам приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	90	Роторный
90	1050	Совмещенный (Ротор + ВЗД)
1050	1350	Совмещенный(Ротор + ВЗД)
1350	2650	Совмещенный(Ротор + ВЗД)
2950	2622	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется специальное долото диаметром 490 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен твердыми абразивными породами. Для интервалов под кондуктор, промежуточную колонну и эксплуатационную колонну запроектированы долота типа PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Запроектированные долота и калибраторы по интервалам приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Запроектированные долота и калибраторы по интервалам

Интервал, м		0–90	90–1050	1050-1350	1350-2650
Шифр долота		490 ТЗ-ЦВ	393,7 НьюТек Сервисез	Бит 295,3 ВТ 619 УМ	190,5 ТЗ- 613 А
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр (долото/калибратор), мм		490/490	393,7/390	295,3/295	190,5/190,5
Тип горных пород		ТЗ	СЗ	СЗ	ТЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3- 171	Ниппель 3- 152	Ниппель 3- 152	Ниппель 3- 117
	API	6 5/8	7 5/8	6 5/8	7 1/2
Длина, м		0,65	0,4	0,3	0,3
Масса, кг		336	163	35	45
Нагрузка, тс	Рекомендуемая	16-31	14-28	2-12	5-15
	Предельная	31	28	12	15
Частота вращения, об/мин	Рекомендуемая	40-600	40-600	60-400	60-400
	Предельная	600	600	400	400

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

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

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка до 5 тон. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

Таблица 7 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-90	90-1050	1050-1350	1350-2650
Исходные данные				
Диаметр долота, см	49	39,37	29,53	19,05
Нагрузка предельная, т	31	28	12	15
Результаты проектирования				
G _{доп} , Т	24,8	32	8	6,4
G _{проект} , Т	5	8	7	6

2.3.4 Расчет частоты вращения долот

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

Таблица 8 – Результат расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-90	90-1050	1050-1350	1350-2650
Исходные данные					
Линейная скорость, м/с		1,5	1,7	2	1,5
Диаметр долота	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования					
Частота вращения, об/мин		58	82	129	150
Проектная частота вращения, об/мин		60	140	180	180

2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 44 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 32,6 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под промежуточную и эксплуатационную колонну принимается 16,3 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД. Расход бурового раствора приведен в таблице 9.

Таблица 9– Расход бурового раствора

Интервал	0-90	90-1050	1050-1350	1350-2650
Исходные данные				
D_d , м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
K	0,3	0,3	0,3	0,3
K_k	1,3	1,3	1,25	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,1	0,1	0,1	0,1
V_m , м/ч	30	25	25	25

Продолжение таблицы 9

$d_{\text{бт}}, \text{ м}$	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{\text{нмах}}, \text{ м}$	0,0143	0,0127	0,0119	0,0103
n	1	1	12	8
$V_{\text{кпмин}}, \text{ м/с}$	0,5	0,5	0,75	1
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	1,3463	1,3463	1,8205	1,3921
$\rho_{\text{п}}, \text{ г/см}^3$	2,4	2,6	2,7	2,5
Результаты проектирования				
$Q_1, \text{ л/с}$	57	37	21	9
$Q_2, \text{ л/с}$	100	64	26	13
$Q_3, \text{ л/с}$	88	55	42	16
$Q_4, \text{ л/с}$	8	7	84	49
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q, \text{ л/с}$	8-100	7-64	21-84	9-49
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q_{\text{проект}}, \text{ л/с}$	45	55	55	32

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

$D_{\text{д}}$ – диаметр долота; K – коэффициент; $K_{\text{к}}$ – коэффициент кавернозности;

$V_{\text{кр}}$ – скорость проскальзывания шлама относительно бурового раствора;

$V_{\text{м}}$ – механическая скорость; $d_{\text{бт}}$ – диаметр бурильных труб; n – число промывочных отверстий; $V_{\text{кпмин}}$ – минимальная скорость восхождения бурового раствора в кольцевом пространстве; $\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}$ – разность плотностей бурового раствора со шламом и без него; $\rho_{\text{р}}$ – расчетная плотность бурового раствора;

$\rho_{\text{п}}$ – среднее значение плотности пород по геологическому разрезу по интервалу; ΔQ – допустимый расход промывочной жидкости; $Q_{\text{проект}}$ – проектный расход промывочной жидкости;

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Расчет параметров забойных двигателей представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры забойных двигателей

Интервал, м		0-90	90-1050	1050-1350	1350-2650
Исходные данные					
Диаметр долота	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5
Осевая нагрузка, кН		49	78	69	59
Расчетный коэффициент, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
Диаметр забойного двигателя, мм		-	315	236	152
Мр, Н*м		-	4022	2684	1529
Мо, Н*м		-	197	148	95
Муд, Н*м/кН		-	49	37	24

где Мр – момент силы необходимый для разрушения горной породы; Мо – Момент, необходимый для вращения ненагруженного долота; Муд – Удельный момент долота считается по формуле;

Бурение интервала под направление 0–90 метров производится роторным способом. Для интервала бурения 90–1050 метров (интервал бурения под кондуктор) и интервал бурения 1050-1350 (интервал бурения под промежуточную колонну) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-210.4/5.62 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-172.5/6.61, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-210.4/5.62	90-1050; 1050-1350	216	9507	1732	19-57	72-228	12,2	90-283
ДГР-172.5/6.61	1350-2650	172	8600	1146	19-38	114-228	11,5	77-210

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины, геологических условий, бурового раствора и ее конструкции. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки. КНБК для бурения интервалов под направление, кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну приведены в таблицах 12, 13, 14,15.

Таблица 12 –КНБК для бурения интервала под направление

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–90 м)							
1	490,0 ТЗ-ЦВ	0,65	490	-	3-171	Ниппель	0,25

Продолжение таблицы 12

2	1 КЛС-490-СТ	1,64	490	100	3-171	Муфта	0,515
					3-171	Муфта	
3	УБТС 2-203	20	203	100	3-171	Ниппель	4,28
					3-171	Муфта	
4	Переводник – 171/127	0,521	203	101	3-171	Ниппель	0,087
					3-127	Муфта	

Таблица 13 –КНБК для бурения интервала под кондуктор

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (90–1050 м)							
1	393,7 НьюТек Сервиз	0,4	393,7	-	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник П- 152/171	0,517	240	-	3-152	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
3	КЛС 390 СЗ	1,1	390	-	3-171	Ниппель	0,155
					3-171	Муфта	
4	Переводник М- 171/152	0,517	220	101	3-171	Ниппель	0,06
					3-152	Муфта	
5	ДГР-210.4/5.62	9,507	216	-	3-152	Ниппель	1,732
					3-163	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240 РС	0,48	220	-	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
7	Переводник ПЕ-П-163/171	0,6	220	89	3-163	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
8	Обратный клапан КОБ- 240РС	0,375	220	80	3-171	Ниппель	0,043
					3-171	Муфта	
9	УБТС 2-203	35	203	100	3-171	Ниппель	7,49
					3-171	Муфта	
10	Переводник П- 171/127	0,517	220	89	3-171	Ниппель	0,06
					3-127	Муфта	

Таблица 14 –КНБК для бурения интервала под техническую колонну

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (1050–1350 м)							

Продолжение таблицы 14

1	БИТ 295,3 ВТ 619УМ	0,3	295,3	-	3-152	Ниппель	0,035
2	К 295 СЗ	0,9	295	-	3-152	Муфта	0,114
					3-152	Муфта	
3	ДГР-210.4/5.62	9,507	216	-	3-152	Ниппель	1,732
					3-152	Муфта	
4	Переводник П- 152/147	0,5	220	101	3-152	Ниппель	0,055
					3-147	Муфта	
5	Переливной клапан ПК- 172РС	0,84	220	-	3-147	Ниппель	0,103
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ 172РС	0,93	220	-	3-147	Ниппель	0,098
					3-147	Муфта	
7	УБТС 2-178	42	178	80	3-147	Ниппель	6,552
					3-147	Муфта	
8	Переводник П- 147/127	0,527	220	80	3-147	Ниппель	0,063
					3-127	Муфта	

Таблица 15 –КНБК для бурения под эксплуатационную колонну

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1350–2650 м)							
1	190,5-ТЗ-613А	0,3	190,5	-	3-117	Ниппель	0,045
2	КС 190,5 ТЗ	0,6	190,5	-	3-117	Муфта	0,07
					3-147	Муфта	
3	ДГР-172,5/6.61	8,614	172	-	3-147	Ниппель	1,146
					3-147	Муфта	
4	Переводник П- 147/102	0,5	178	80	3-147	Ниппель	0,04
					3-102	Муфта	
5	Переливной клапан ПК- 127РС	0,477	178	80	3-102	Ниппель	0,03
					3-102	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ 127РС	0,65	178	82	3-102	Ниппель	0,049
					3-102	Муфта	
7	Переводник П- 102/101	0,35	178	80	3-102	Ниппель	0,031
					3-101	Муфта	
8	УБТС 2-121	97,5	121	80	3-101	Ниппель	6,191
					3-101	Муфта	
9	Ясс SJ-120	5,5	120	82	3-101	Ниппель	0,32
					3-102	Муфта	

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
Направление													
0-90 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	–	–	–	–	0,65	–	0,250	0,250	–	–	–
	Калибратор	490,0	100,0	–	–	–	1,64	-	0,515	0,765	–	–	–
	УБТ	203,2	71,4	–	–	–	20	0,214	4,3	5,065	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	67,71	0,0312	2,114	7,179	1,62	>10	6,97
Кондуктор													
90-1050 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,163	0,163	–	–	–
	Калибратор	393,7	100	–	–	–	1,1	–	0,155	0,318	–	–	–
	Двигатель	209,6	-	–	–	–	7,5	–	1,492	1,81	–	–	–
	УБТ	100,0	100,0	–	–	–	35	0,2150	7,525	9,335	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	1006	0,0312	31,41	40,74	-	5,86	3,39
Техническая колонна													
1050-1350 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	-	0,035	0,035	–	–	–
	Калибратор	295	100	–	–	–	0,9	-	0,114	0,149	–	–	–
	Двигатель	209,6	-	–	–	–	7,5	-	1,492	1,641	–	–	–
	УБТ	90	90	–	–	–	42	0,1454	6,107	7,748	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	1299	0,0312	40,56	48,31	-	4,95	3,08
Эксплуатационная колонна													
1350-2650 Бурение КНБК №4	Долото	190,5	-	-	-	-	0,3	-	0,045	0,045	-	-	-
	Калибратор	190,5	48	-	-	-	0,9	-	0,114	0,159	-	-	-
	Двигатель	172	-	-	-	-	9,74	-	1,991	2,150	-	-	-
	УБТ	90	90	-	-	-	97,5	0,1454	14,18	16,33	-	-	-
	ЯСС	121	57,2	-	-	-	5,5	-	0,320	16,65	-	-	-
	БТ	88,9	70,1	9,4	Е	ЗП-121-68	2536	0,0211	53,46	70,11	-	2,35	1,51

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

Направление

Верхняя часть разреза скважины представлена четвертичными отложениями, а именно песком и глиной. Для бурения этого интервала будет применяться вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 17.

Таблица 17– Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Глино-порошок ПБМБ	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	70
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	362,5

После приготовления бентонитовый буровой раствор обеспечивает необходимые технологические свойства. Технологические свойства бентонитового раствора представленные в таблице 18.

Таблица 18– Технологические свойства бентонитового раствора

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

Кондуктор

При бурения интервала под кондуктор будет применен минерализованный буровой раствор, для того чтобы предотвратить образования каверн в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса. Компонентный состав минерализованного раствора представлен в таблице 19.

Таблица 19– Компонентный состав минерализованного раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4–0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8–1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80–100
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8–10
Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	3–5
Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	25 и выше
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3–5
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2
Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	В соответствии с проведенным расчетом по формуле

Данный раствор после приготовления обеспечивает необходимые технологические свойства. Технологические свойства минерализованного раствора представленные в таблице 20.

Таблица 20 – Технологические свойства минерализованного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,346
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
pH	8–9
Содержание песка, %	< 0,5

Техническая колонна

При бурения интервала под техническую колонну будет применен минерализованный буровой раствор, для того чтобы предотвратить образования каверн в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса. Компонентный состав минерализованного раствора представлен в таблице 21.

Таблица 21– Компонентный состав минерализованного раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок ПБМБ	80
Каустическая сода	0,5
Барит	1360
РАС-NV	3
Пеногаситель	0,2
РАС-LV	8
Reolub	4
Соль	30

Данный раствор после приготовления обеспечивает необходимые технологические свойства. Технологические свойства минерализованного раствора представленные в таблице 22.

Таблица 22 – Технологические свойства минерализованного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,820
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

Эксплуатационная колонна

Для бурения интервалов под эксплуатационную колонну будет использоваться минерализованный буровой раствор. Компонентный состав минерализованного раствора представлен в таблице 23.

Таблица 23– Компонентный состав минерализованного раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок ПБМБ	80
Каустическая сода	0,5
Барит	437
РАС-НV	3
Пеногаситель	0,2
РАС-LV	8
Reolub	4
Соль	30

Данный раствор после приготовления обеспечивает необходимые технологические свойства. Технологические свойства минерализованного раствора представлены в таблице 21.

Таблица 21– Технологические свойства минерализованного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,392
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

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки.

Полученные значения плотностей буровых растворов представляют собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2].

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета гидравлических показателей промывки скважины, режим работы буровых насосов и распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 24, 25, 26.

Таблица 24– Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромо ниторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во, шт	Диаметр, мм		
Под направление									
0	90	бурение	0,189	0,023	периферийная	4	9,5	154,9	840
Под кондуктор									
90	1050	бурение	0,224	0,027	периферийная	5	10	82,9	178,2
Под техническую колонну									
1050	1350	бурение	0,223	0,024	периферийная	1	15	92,2	140
Под эксплуатационную колонну									
1350	2650	бурение	0,446	0,057	периферийная	2	10	103,8	144,5

Таблица 25–Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	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-750	2	95	130	309,7	100	135	22	44
90	1050	бурение	УНБТ-750	2	95	130	309,7	100	100	16,3	32,59
1050	1350	бурение	УНБТ-750	1	95	130	309,7	100	100	16,3	16,3
1350	2650	бурение	УНБТ-750	1	95	130	309,7	100	100	16,3	16,3

Таблица 26–Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	90	бурение	209,5	190,9	0	8,5	0,1	10
90	1050	бурение	122,5	54,7	34,9	21,4	1,5	10
1050	1350	бурение	113,7	85,9	11,1	8,7	3,4	4,6
1350	2650	бурение	287	88,6	24	158,5	12	3,7

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

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

Для отбора керна запроектирована бурильная головка исполнения «Буринтех» БИТ БИТ 190,5/100 В 613 и Керноотборное устройство CBS 4 3/4"x2 5/8" "Siberia".

Опираясь на статистические значения выбираем режим бурения для отбора керна. Технические средства и режимы бурения при отборе керна приведены в таблице 27.

Таблица 27–Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2580-2632	CBS 4 3/4"x2 5/8" "Siberia"	2-5	20-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 28.

Таблица 28– Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости , кг/м ³	1010	Плотность буферной жидкости, кг/м ³	1040
Плотность облегченного тампонажного раствора, кг/м ³	1460	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности, кг/м ³	1870
Плотность нефти, кг/м ³	791	Глубина скважины, м	2650
Высота столба буферной жидкости, м	1200	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности, м	160
Высота цементного стакана, м	10	Динамический уровень скважины, м	1766,7

Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

На рисунках 3, 4 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

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

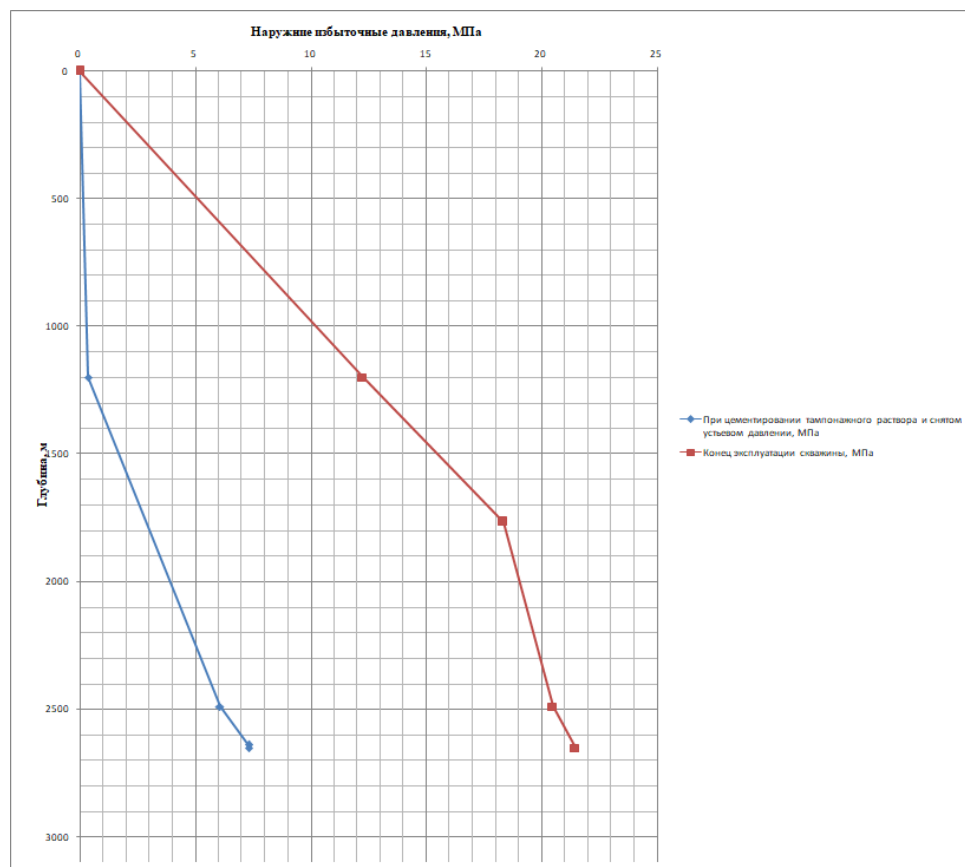


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

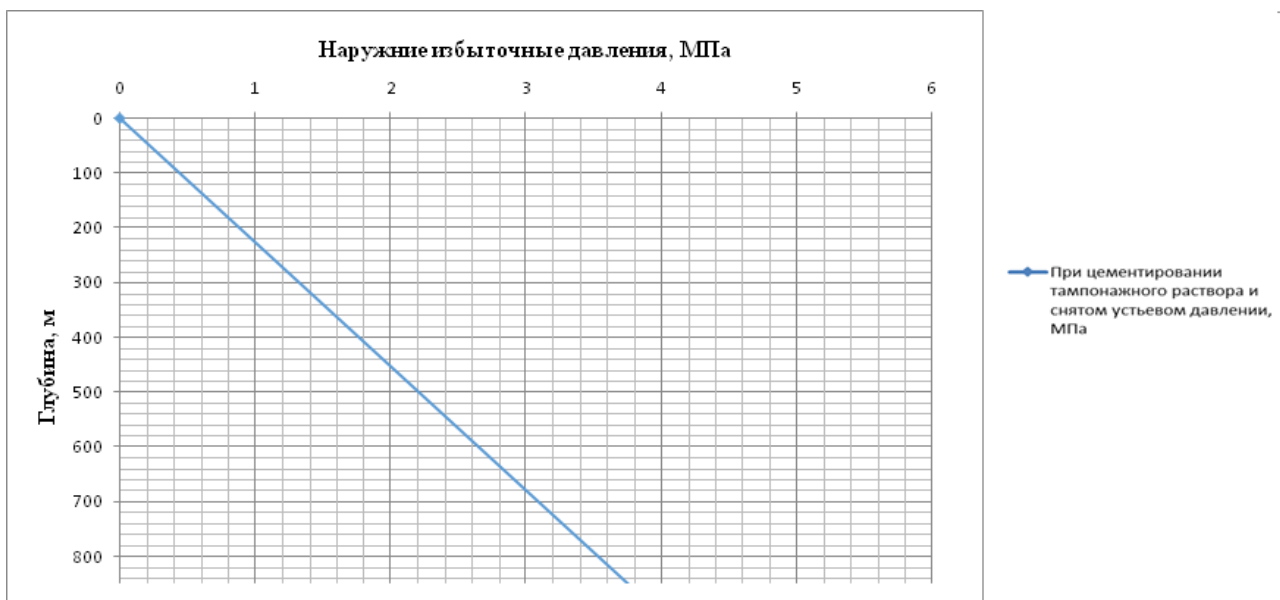


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

$$P_{ви} = P_e - P_n, \quad (7)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 5,6.

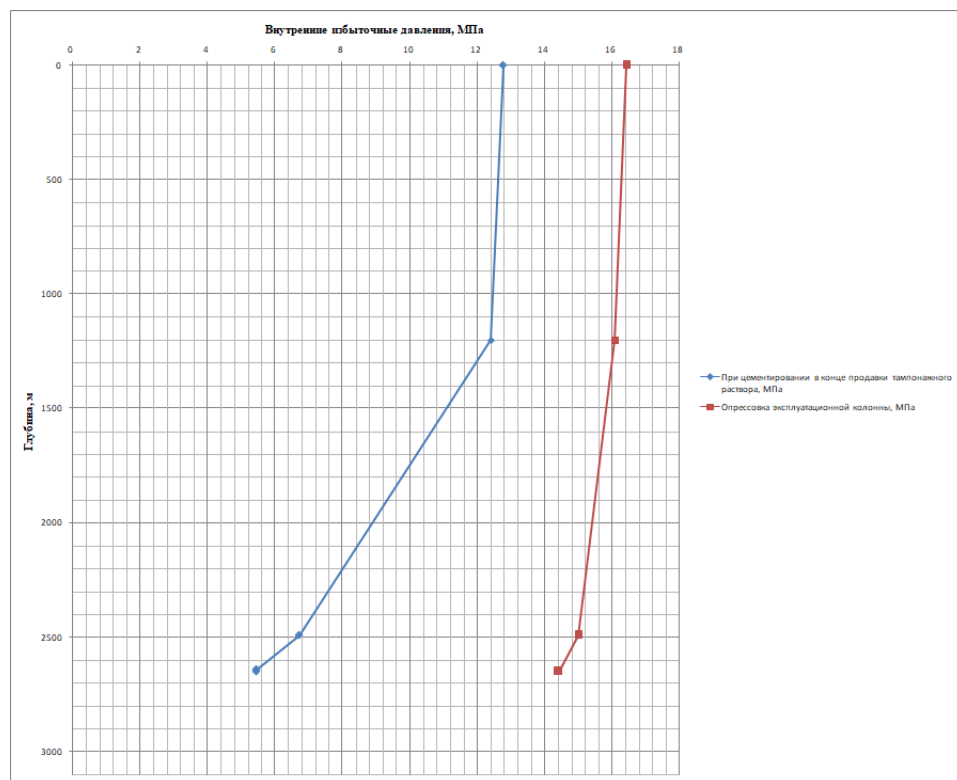


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений

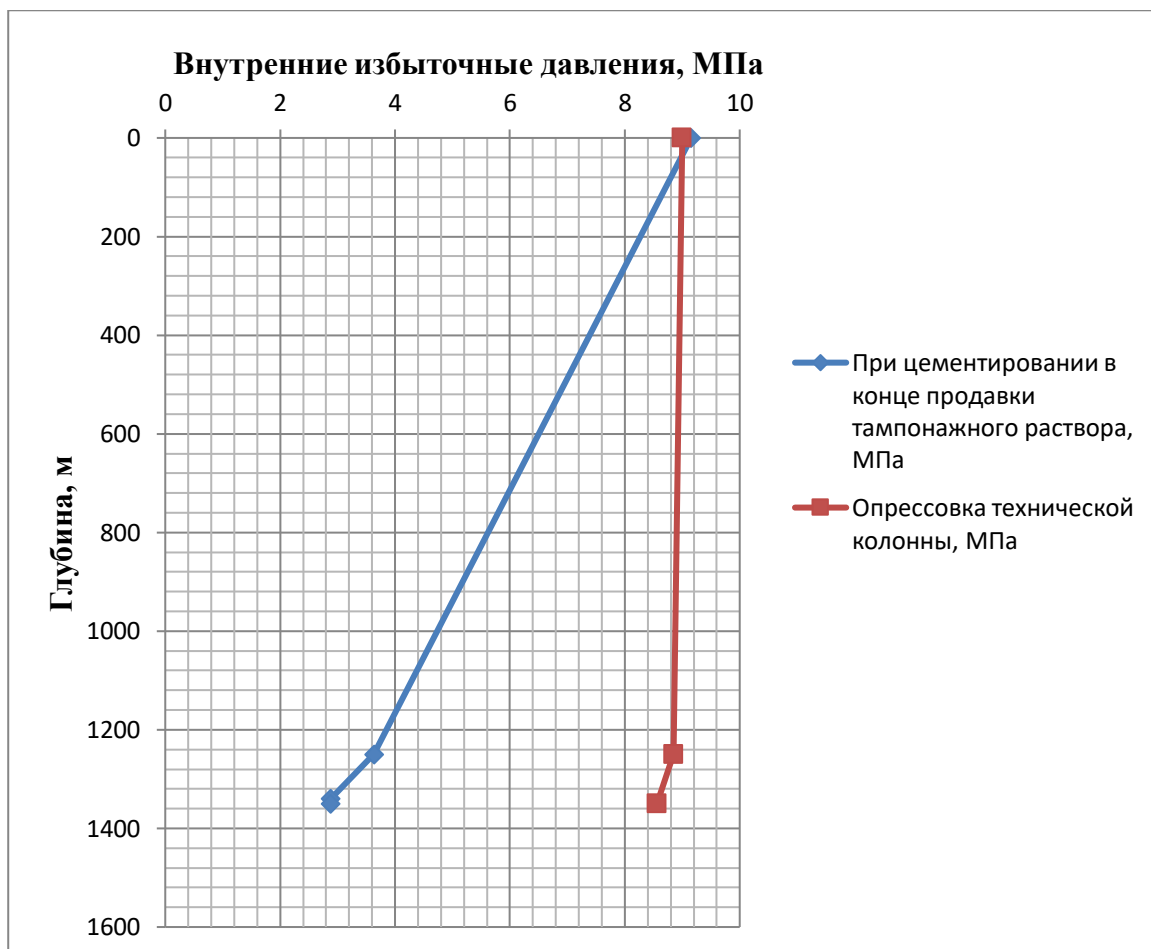


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений

Конструирование обсадной колонны по длине.

Произведя расчеты по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений» [3], были запроектированы секции. Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 29.

Таблица 29– Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	90	106,4	9576	9576	0-90
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	1050	68,32	71736	71736	0-1050
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1350	48,13	64975,50	64975,50	0-1350
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	7,7	110	27,02	2972,20	65888	2540-2650
2	ОТТМ	Д	7	2540	24,77	62915,8		0-2540

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

Для Направления:

- башмак типа БКП-426 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- центраторы ЦПЦ-426/490 «Удол»;

Для Кондуктора:

- башмак типа БКП-324 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД -324-ОТТМ;
- центраторы ЦПЦ-324/394 «Удол»;
- разделительные пробки ПВЦ 324 «Удол»;

Для Технической колонны:

- башмак типа БКП-244,5 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;

- ЦКОД -244,5-ОТТМ;
- центраторы ЦПЦ-324/295 «Удол»;
- разделительные пробки ПВЦ-244,5 «Удол»;

Для Эксплуатационной колонны:

- башмак типа БКП-146,1 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД -146,1-ОТТМ;
- центраторы ЦПЦ-324/190;
- турбулизаторы ЦТСЖ-146/190;
- разделительные пробки ПРП-Ц-146,1;

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 30.

Таблица 30 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр, мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт.	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Направление, 426	БКП-426	90	90	1	1
	ЦПЦ-426/490	0	90	5	5
Кондуктор, 324	БКП-324	1050	1050	1	1
	ЦКОД -324	1040	1040	1	1
	ПВЦ 324	1040	1040	1	1
	ЦПЦ 324/394	0	90	5	30
		90	1050	25	
Техническая колонна, 244,5	БКП 244,5	1350	1350	1	1
	ЦКОД-244,5	1340	1340	1	1
	ПВЦ 244,5	1340	1340	1	1
	ЦПЦ-324/295	0	1050	21	33
		1050	1350	12	
Эксплуатационная колонна, 146,1	БКП-146,1	2650	2650	1	1
	ЦКОД-146,1	2640	2640	1	1
	ПРП-Ц-Н 146,1	2640	2640	1	1
	ПРП-Ц-В	2640	2640	1	1
	ЦТСЖ 146/190	1350	2650	67	67
	ЦПЦ-324/190	0	1350	27	75
		1350	2650	48	

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр} \quad (8)$$

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

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

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

$$33,65 + 3,44 \leq 0,95 * 0,0186 * 2650$$

$$37,09 \leq 46,82$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Для приготовления раствора нормальной плотности будем использовать марку цемента: ПЦТ-III-(4-6)-50. Для приготовления облегченного тампонажного раствора используем марку цемента: ПЦТ – III-(4-6)-50. Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов технологических жидкостей представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов 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	1,3	1040	1,1	МБП-СМ	88
		3,8	1040	3,6	МБП-МВ	57
Продавочная жидкость	37,6		1010	37,6	Техническая вода	-
Облегченный тампонажный раствор	28,1		1460	24,4	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	75924
					НТФ	59

Продолжение таблицы 31

Нормальной плотности тампонажный раствор	2,8	1870	1,92	ПЦТ – III-(4-6)-50	8
				НТФ	5

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

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

$G_{\text{б}}$ – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для «облегченного» тампонажного раствора; и 13 тонн – для «тяжелого»

Для цемента нормальной плотности:

$$m = 2,355 / 13 = 0,18$$

Для облегченного цемента:

$$m = 18,616 / 10 = 1,86 \text{ (требуется дозатарка цемента во время приготовления).}$$

На рисунке 7 представлена технологическая схема обвязки цементировочного оборудования.

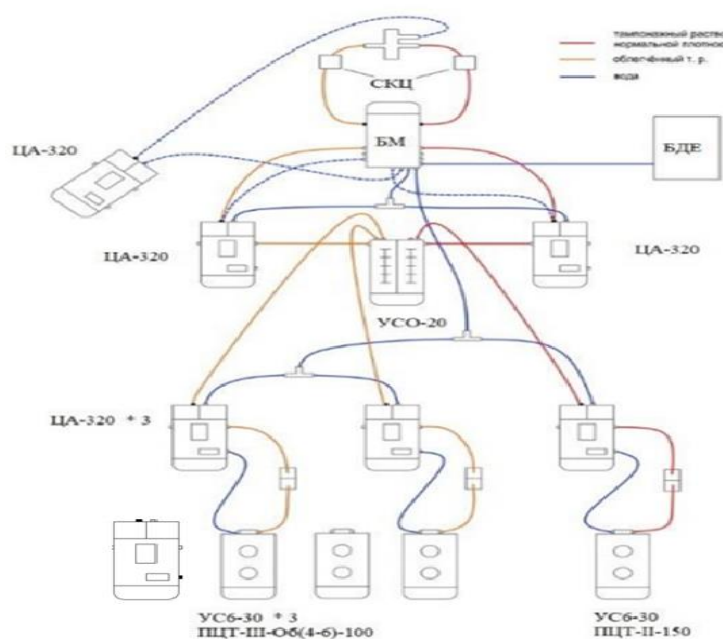


Рисунок 7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Выбор жидкости глушения

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} \quad (10)$$
$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 33670000}{9,8 \cdot 2606} = 1384,3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым; $P_{пл}$ – пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м;

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

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:

$$V_{ж.г.} = 2(V_{вн 1} + V_{вн 2}) = 2(1,47 + 34,79) = 72,52 \text{ м}^3 \quad (11)$$

где $V_{вн 1}$ – внутренний объем первой секции, м^3 ;

$V_{вн 2}$ – внутренний объем второй секции, м^3 ;

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле. Данные оперфорации скважины представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
1	2	3	4	5	6
32	НКТ	Кумулятивная	ПКТ114 Длина: 150 м Заряд: ЗПКТ105Н - ТВ- СП1 Фазировка: 60 град	20	2

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах ИПТ-127Г.

Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ4-65/50х35

2.5 Выбор буровой установки

Проектируется применение буровой установки МБУ ZJ 30. Запроектированная буровая установка представлена в таблице 33.

Таблица 33 –Запроектированная буровая установка

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	61,37	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	108 > 61,37
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	71,736	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	162 > 71,736
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	93,25	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	180/93,25=1,93 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	180		

3 Совершенствование процесса спуска обсадных колонн

3.1 Секционный спуск обсадных колонн

Секционный спуск обсадных колонн осуществляется в определенных случаях:

- Вес обсадной колонны превышает грузоподъемность буровой установки;
- Когда при отсутствии циркуляции на протяжении 1-2 суток приведет к осложнениям в стволе скважины;
- Отсутствует необходимый ассортимент труб и гидравлическая мощность цементировочных агрегатов не позволяет осуществить подъем тампонажного раствора на проектную высоту.

Существует некоторое количество конструкций стыковочных узлов, конструкция в основном включает в себя направляющее устройство, переводник с левой резьбой, переводник посадочный и специальную муфту. Механизм стыковки и цементирования секций обсадных колонн представлен на рисунке 8.

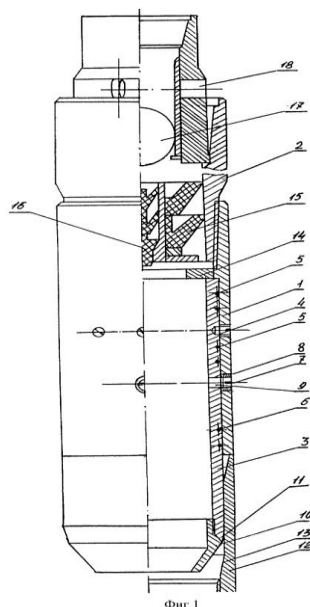


Рисунок 8- механизм стыковки и цементирования секций обсадных колонн:

1– корпус; 2– разъединитель; 3– гильза; 4– срезные винты; 5, 6– уплотнения; 7– диафрагма; 8– гайка; 9– радиальные отверстия; 10– направляющая пробка;

11 – коническая поверхность; 12 – раструб; 13 – внутренняя коническая поверхность; 14–упорное кольцо; 15 – разделительная резиновая пробка; 16– продавочная пробка; 17 – сбросной шар;

3.2 Спуск эксплуатационных колонн с вращением и промывкой

Специализированная система Over Drive, применяющаяся для спуска и цементировании обсадной колонны с вращением, позволила сократить срок строительства скважин.

Суть технологии заключается в спуске и цементировании эксплуатационных колонн с вращением и промывкой. Основным элементом системы Over Drive является инструмент Tork Drive , совместимый с верхними приводами любого типа и обеспечивающий быстрое действие, эффективность и безопасность при спуске обсадных колонн .

Инструмент Tork Drive выполняет свинчивание и развинчивание обсадной колонны и все операционные задачи при ее спуске и бурении на обсадных трубах, сочетая в себе функции традиционных приводных трубных ключей, строп, элеваторов, а также инструментов для заполнения и циркуляции. Tork Drive дает возможность спускать колонны весом до 750 т, выполнять операции с обсадными колоннами диаметром от 4 1/2 до 20 дюймов и выдерживать реактивный момент до 80 000 фунтов на фут (108 466 Нм), а также минимизирует риск повреждения труб во время манипуляции с ними .

Внешний вид инструмента Tork Drive представлен на рисунке 9.



Рисунок 9- Внешний вид инструмента Tork Drive

3.3 Система Casing Drive System™

Данную технологию спроектировали инженеры компании TESCO Corporation, для бурения скважин на обсадной колонне, но функциональные показатели представленной технологии настолько широки, что изобретение может использоваться и для осуществления различных задач.

Система CDS™ позволяет полностью заменить набор технологического оборудования с помощью которого стандартно принято спускать обсадные колонны. У системы CDS™ наличие гидравлического вертлюга дает возможность придавать вращение обсадной колонне во время спуска, циркуляции и расквашивания, а так же во время долива буровым раствором трубного пространства. Дополнительно ко всему выше перечисленному система CDS™ позволяет приступать к проработке стенок ствола скважины в тех местах, где была получена посадка.

Независимый электронный моментомер TesTork™ служит для регистрации и осуществления контроля в режиме реального времени. Данный моментомер

способен производить запись момента свинчивания, на электронный носитель, через адаптированную новейшую компьютерную систему, а также осуществляет беспроводную передачу данных. Независимый электронный моментомер TesTork™ представлен на рисунке 10.



Рисунок 10- Независимый электронный моментомер TesTork™

На территории нашей страны достаточно успешно применяют инновационную технологию- вращение обсадной колонны во время ее цементирования. Специальный цементировочный вертлюг и система пуска шара для сброса пробки представлены на рисунке 11.



Рисунок 11 - Специальный цементировочный вертлюг и система пуска шара для сброса пробки

Цементирование обсадной колонны с ее вращением включает в себя ряд плюсов:

Проект «Мессояха» компании «Газпром нефть» :

- Сплошное сцепление по всему интервалу цементирования выше на 88%;
- Сплошное сцепление по интервалу облегченного цемента выше на 68%;
- Сплошное сцепление по интервалу тяжелого цемента улучшилось более чем в 2,5 раза;

Проект «Ямал СПГ» компании ОАО «Ямал СПГ»:

- Коэффициент цементирования больше на 20%;

- Отсутствие межколонного давления на скважинах;

Экономическая эффективность применяемой технологии:

- Снижение время спуска на 20-35% (в зависимости от типа размера колонн) в сравнении с традиционным методом спуска обсадных колонн;
- Монтаж системы CDS™, выполняется быстрее в 4 раза в отличии от ее конкурентов;
- Монтаж цементировочной системы быстрее в 8 раз;
- Демонтаж всех систем быстрее в 2-3 раза;

Благодаря системы Casing Drive Systems по всему миру было успешно спущено и зацементировано более 40 тысяч километров обсадных труб.

Все буровые установки которые оснащены системой CDS™ от компании TESCO осуществляют спуск обсадных колонн наиболее эффективно, а самое главное более безопасно для жизни и здоровья рабочего персонала. Ручные операции с обсадными трубами сводятся к минимуму, снижаются риски связанные с работой на стандартных приводных ключах. Система спуска обсадных колонн - (CDS™) представлена на рисунке 12.



Рисунок 12- Система спуска обсадных колонн - (CDS™)

3.4 Технологическая оснастка обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн – технологические элементы, которыми оснащаются обсадные колонны, для создания необходимых условия для ее качественного спуска, центрирования и цементирования. Элементы оснастки обсадных колонн представлены на рисунке 13.



Рисунок 13- Элементы оснастки обсадных колонн:

1 – башмак предназначен для предотвращения смятия нижней части обсадных колонн и для направления ее по стволу; 2 – обратный клапан необходим для предотвращения поступления тампонажного раствора внутрь обсадной колонны, служит для места посадки разделительных пробок при цементировании; 3 – центраторы необходимы для обеспечения центрирования обсадной колонны в стволе скважины; 4 – турбулизаторы устанавливаются в местах уширения ствола скважины, для турбулизации потока буферной жидкости и тампонажного раствора, а также выполняют функцию центраторов; 5 – скребки предназначены для механического воздействия на стенки скважины (сдираания глинистой корки), а также выполняют роль армирующих элементов.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью раздела является определение сметной стоимости строительства скважины, а также расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 34.

Таблица 34– Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2650
Способ бурения	
Под направление	Роторный
Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну	ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины	
направление	Диаметр 490 мм на глубину 90 м
кондуктор	Диаметр 393,7 мм на глубину 1050 м
техническая колонна	Диаметр 295,3 мм на глубину 1350 м
эксплуатационная колонна	Диаметр 190,5 мм на глубину 2650 м
Буровая установка	МБУ ZJ 30
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
тип и количество, шт.	УНБТ-750 – 2шт.
производительность, л/с	
в интервале 0-90 м	44
в интервале 90-1050 м	32,59
в интервале 1050-1350 м	16,3
в интервале 1350-2650	16,3
Утяжелённые бурильные трубы	
в интервале 0-90 м	УБТС 2-203
в интервале 90-1050 м	УБТС 2-203
в интервале 1050-1350 м	УБТС 2-178
в интервале 1350-2650 м	УБТС 2-121
Забойный двигатель(тип)	
в интервале 90-1350 м	ДГР-210.4/5.62
в интервале 1350-2650 м	ДГР-172,5/6.61
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 613/ CBS 4 3/4"x2 5/8" "Siberia"
Бурильные трубы: длина свечей, м	18

Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы механического бурения на газовом месторождении представлены в таблице 35.

Таблица 35–Нормы механического бурения на газовом месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от(верх)	до (низ)			
1	0	90	90	0,024	510
2	90	1050	960	0,032	1250
3	1050	1350	300	0,04	1570
4	1350	2650	1300	0,042	1540

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые».[4]

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

$$N = T * H \quad (12)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м; H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 90 * 0,024 = 2,16 \text{ ч}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, нормативное время бурения представлено в таблице 36.

Таблица 36– Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
90	0,024	2,16
960	0,032	30,72
300	0,04	12
1300	0,042	54,6
Итого		99,48

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

$$n = H/\Pi \quad (13)$$

где Π —нормативная проходка на долото в данном интервале, м; n – количество долот;

Для направления:

$$n = 90/510 = 0,17$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, нормативное количество долот приведено в таблице 37.

Таблица 37–Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н,м	Нормативная проходка на долото в данном интервале Π , м	n
90	510	0,17
960	1250	0,76
300	1570	0,19
1300	1540	0,84
Итого		1,96

Расчет нормативного времени на спуско подъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- Спуск бурильных свечей;
- Подъем бурильных свечей;
- Подъем и установка УБТ за палец;
- Вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;

- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

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

$$T_{СПО} = \Pi * n_{СПО} \quad (14)$$

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

Расчет нормативного времени на спуско подъемные операции приведен в таблице 38.

Таблица 38 – Расчет нормативного времени на спуско подъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долот, мм	Норма проходки на долото, м	Номер таблицы	Номер графы	Интервалы бурения, м	Норма времени ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-90	490	510	11, 12	24, 32	0-50	0,0121	0,61
						50-90	0,0122	0,61
II	90-1050	393,7	1250	12	32	90-200	0,0133	1,33
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,75
						500-600	0,0155	1,24
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0162	1,62
900-1050	0,0160	1,6						

Продолжение таблицы 38

III	1050-1350	295,3	1570	12	32	1050-1100	0,0166	1,66
						1100-1200	0,0177	1,77
						1200-1350	0,0188	1,88
IV	1350-2650	190,5	1540	12	32	1350-1400	0,0190	1,9
						1400-1500	0,0193	1,93
						1500-1600	0,0199	1,99
						1600-1700	0,0210	2,1
						1700-1800	0,0230	2,3
						1800-1900	0,0233	2,33
						1900-2000	0,0240	2,4
						2000-2100	0,0246	2,46
						2100-2200	0,0249	2,49
						2200-2300	0,0252	2,52
						2300-2400	0,0255	2,55
						2400-2500	0,0256	2,56
2500-2650	0,0258	4,39						
Итого					44,9			

Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

Нормативное время составит:

направление: $5 * 1 = 5$ мин;

кондуктор: $30 * 1 = 30$ мин;

техническая колонна: $33 * 1 = 33$ мин;

эксплуатационная колонна: $75 * 1 = 75$ мин;

Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени.

Принимаем время ОЗЦ:

направления - 6 ч;

кондуктора -12 ч;

техническая колонна -18 ч;

эксплуатационной колонны -22ч.

Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления и кондуктора. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени затраченного на отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n \quad (15)$$

где L_k –глубина кондуктора, м; L_n –длина цементной пробки, м;

Для направления:

$$L_c = 90 - 10 = 80 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м по формуле (ведущая труба 14м, переводника с долотом 1м):

$$L_n = 14 + 1 = 15 \text{ м} \quad (16)$$

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

$$L_T = L_c - L_n \quad (17)$$

Для направления:

$$L_T = 90 - 15 = 75 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c \quad (18)$$

где l_c –длина одной свечи, м;

Для направления:

$$N = 4,16 \approx 5 \text{ шт}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин:

$$T_{\text{конд}} = 5 * 2 + 5 = 15 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 1050 - 10 = 1040 \text{ м}$$

$$L_n = 15 \text{ м}$$

$$L_T = 1040 - 15 = 1025 \text{ м}$$

$$N = \frac{1025}{18} = 56,94 \approx 57 \text{ шт}$$

$$T = 57 * 2 + 5 = 119 \text{ мин}$$

Для технической колонны:

$$L_c = 1350 - 10 = 1340 \text{ м}$$

$$L_n = 15 \text{ м}$$

$$L_T = 1340 - 15 = 1325 \text{ м}$$

$$N = \frac{1325}{18} = 73,6 \approx 74 \text{ шт}$$

$$T = 74 * 2 + 5 = 153 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2650 - 10 = 2640 \text{ м}$$

$$L_n = 15 \text{ м}$$

$$L_T = 2640 - 15 = 2625 \text{ м}$$

$$N = \frac{2625}{18} = 145,8 \approx 146 \text{ шт}$$

$$T = 146 * 2 + 5 = 297 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 25 минут. Разбуривание цементной пробки и запорного кольца

составляют 57 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

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

$$\Sigma = 15 + 119 + 153 + 297 + 3 * (7 + 25 + 57) = 787 \text{ мин} = 13,11 \text{ ч}$$

Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [5]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 9,27ч.

Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин»[6]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 227,06 часов или 10 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 5,8 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$227,06 * 0,058 = 13,16 \text{ ч}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 227,06 + 13,16 + 25 = 265,22 \text{ ч} = 12 \text{ суток}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа и автотранспортом. Количество работников вахт и обслуживающего персонала представлено в таблице 39.

Таблица 39–Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник/разряд	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	1
Инженер по бурению	1
Инженер по буровым растворам	1
Бурильщик 6 разряда	2
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	2
Слесарь 5 разряда	2

Линейно-календарный график работы бригады приведен в таблице 40.

Таблица 40 – Линейно-календарный график работы бригады

Вид работы	Рабочий месяц				Отдыхающий месяц			
	неделя				неделя			
Буровые работы	1	2	3	4	1	2	3	4

■ Время пребывания бригады на рабочей вахте.

4.3 Расчёт заработной платы и отчислений

Заработная плата – вознаграждение за труд в зависимости от квалификации работника, сложности, количества, качества и условий выполняемой работы, а также компенсационные выплаты (доплаты и надбавки компенсационного характера, в том числе за работу в условиях, отклоняющихся от нормальных, работу в особых климатических условиях и на территориях, подвергшихся радиоактивному загрязнению, и иные выплаты компенсационного характера) и стимулирующие выплаты (доплаты и надбавки стимулирующего характера, премии и иные поощрительные выплаты).

Оплата труда может производиться по:

- Тарифной ставке – фиксированный размер оплаты труда работника за выполнение нормы труда определенной сложности (квалификации) за единицу времени без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат.

- Окладу (должностной оклад) - фиксированный размер оплаты труда работника за исполнение трудовых (должностных) обязанностей определенной сложности за календарный месяц без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат.

- Базовый оклад (базовый должностной оклад) – минимальный оклад (должностной оклад), ставка заработной платы работника государственного или муниципального учреждения, осуществляющего профессиональную деятельность по профессии рабочего или должности служащего, входящим в соответствующую профессиональную квалификационную группу, без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат.

В процессе процесса строительства скважины работы производятся в дневную и ночную смену в течении 28 дней по 12 часов, при этом районный коэффициент по Томской области составляет 50%, размер премии составляет 30% от оклада, дополнительная заработная плата за вахтовый метод 11%.

Расчёт заработной платы

Таблица 41 – Тариф бригады и фиксированная заработная плата

Должность, разряд	Тариф, руб/час	Фиксированная заработная плата по договору, руб
Буровой мастер	-	80000
Помощник бурового мастера	-	70000
Инженер по бурению	-	65000
Инженер по буровым растворам	-	60000
Бурильщик 6 разряда	127	-
Помощник бурильщика 5 разряда	115	-
Электромонтёр 5 разряда	108	-
Слесарь 5 разряда	110	-

Расчет заработной платы по тарифу рассчитывается по формуле:

$$зп = \text{тариф} * \text{отработанные часы} \quad (19)$$

где, зп – заработная плата по тарифу;

тариф – тариф, руб/час;

отработанные часы – 336 часов (бригада работает 28 дней по 12 часов).

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 80000 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 70000 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 65000 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по буровым растворам} = 60000 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 127 * 336 = 42672 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 5 разряда} = 115 * 336 = 38640 \text{ руб}$$

Электромонтёр 5 разряда = $108 * 336 = 36288$ руб

Слесарь 5 разряда = $110 * 336 = 36960$ руб

Расчёт премии

Размер премии составляет 30% от заработной платы по тарифу. Расчет премии производится по формуле:

$$П = зп * 30\% \quad (20)$$

где, П – премия;

зп – заработная плата по тарифу/фиксированная.

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер = $80000 * 30\% = 24000$ руб

Помощник бурового мастера = $70000 * 30\% = 21000$ руб

Инженер по бурению = $65000 * 30\% = 19500$ руб

Инженер по буровым растворам = $60000 * 30\% = 18000$ руб

Бурильщик 6 разряда = $42672 * 30\% = 12801,6$ руб

Помощник бурильщика 5 разряда = $38640 * 30\% = 11592$ руб

Электромонтёр 5 разряда = $36288 * 30\% = 10886,4$ руб

Слесарь 5 разряда = $36960 * 30\% = 11088$ руб

Расчёт северной надбавки

Для Томской области в районах, приравненных к крайнему северу надбавка составляет 50%. Расчет производится по формуле:

$$C_{\text{над}} = \text{зп} * 50\% \quad (21)$$

где, $C_{\text{над}}$ – северная надбавка;

зп – заработная плата по тарифу/фиксированная.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 80000 * 50\% = 40000 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 70000 * 50\% = 35000 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 65000 * 50\% = 32500 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по буровым растворам} = 60000 * 50\% = 30000 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 42672 * 50\% = 21336 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 5 разряда} = 38640 * 50\% = 19320 \text{ руб}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 36288 * 50\% = 18144 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 36960 * 50\% = 18480 \text{ руб}$$

Сумма заработной платы с премией и северной надбавкой

Расчет производится по формуле:

$$ЗП_{\text{над+прем}} = C_{\text{над}} + П + зп \quad (22)$$

где, $ЗП_{\text{над+прем}}$ – заработная плата с премией и северной надбавкой;

$C_{\text{над}}$ – северная надбавка;

$П$ – премия;

$зп$ – заработная плата по тарифу.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 80000 + 24000 + 40000 = 144000 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 70000 + 21000 + 35000 = 126000 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 65000 + 19500 + 32500 = 117000 \text{ руб}$$

$$\begin{aligned} \text{Инженер по буровым растворам} &= 60000 + 18000 + 30000 \\ &= 108000 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 42672 + 12801,6 + 21336 = 76809,6 \text{ руб}$$

$$\begin{aligned} \text{Помощник бурильщика 5 разряда} &= 38640 + 11592 + 19320 \\ &= 69552 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 36288 + 10886,4 + 18144 = 56318,4 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 36960 + 11088 + 18480 = 66528 \text{ руб}$$

Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата составляет 11% от заработной платы с премией и северной надбавкой, и находится по формуле:

$$ЗП_{\text{доп}} = ЗП_{\text{над+прем}} * 11\% \quad (23)$$

где, $ЗП_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата;

$ЗП_{\text{над+прем}}$ – заработная плата с премией и северной надбавкой.

Подставляя значения в формулу получаем:

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер = $144000 * 11\% = 15840$ руб

Помощник бурового мастера = $126000 * 11\% = 13860$ руб

Инженер по бурению = $117000 * 11\% = 12870$ руб

Инженер по буровым растворам = $108000 * 11\% = 11880$ руб

Бурильщик 6 разряда = $76809,6 * 11\% = 8449,056$ руб

Помощник бурильщика 5 разряда = $69552 * 11\% = 7650,72$ руб

Электромонтёр 5 разряда = $56318,4 * 11\% = 6195,024$ руб

Слесарь 5 разряда = $66528 * 11\% = 7318,08$ руб

Общая сумма заработной платы

Общая сумма заработной платы находится по формуле:

$$ЗП_{\text{общ}} = ЗП_{\text{доп}} + ЗП_{\text{над+прем}} \quad (24)$$

где, $ЗП_{\text{общ}}$ – общая сумма заработной платы;

$ЗП_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата;

$ЗП_{\text{над+прем}}$ – заработная плата с премией и северной надбавкой.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 144000 + 15840 = 159840 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 126000 + 13860 = 139860 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 117000 + 12870 = 129870 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по буровым растворам} = 108000 + 11880 = 119880 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 76809,6 + 8449,056 = 85258,66 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 5 разряда} = 69552 + 7650,72 = 77202,72 \text{ руб}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 56318,4 + 6195,024 = 62513,42 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 66528 + 7318,08 = 73846,08 \text{ руб}$$

Отчисления на социальное страхование

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

$$СС = ЗП_{\text{общ}} * 30\% \quad (25)$$

где, СС – отчисление для социального страхования;

ЗП_{общ} – общая сумма заработной платы.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 159840 * 30\% = 47952 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 139860 * 30\% = 41958 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 129870 * 30\% = 38961 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по буровым растворам} = 119880 * 30\% = 35964 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 85258,66 * 30\% = 25577,6 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 5 разряда} = 77202,72 * 30\% = 23160,8 \text{ руб}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 62513,42 * 30\% = 18754,02 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 73846,08 * 30\% = 22153,8 \text{ руб}$$

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_{н} * k \quad (26)$$

где $T_{н}$, – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k –поправочный коэффициент;

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_{р}} \quad (27)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении К. Продолжительности бурения и крепления скважин приведены в таблицы 41.

Таблица 42– Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
направление	2,16	2,6	0,1
кондуктор	30,72	31,8	1,3
техническая колонна	12	12,9	0,5
эксплуатационная колонна	54,6	55,7	2,3
крепление:			
направление	4,1	4,6	0,2
кондуктор	16	17,3	0,7
техническая колонна	6,4	7,1	0,3

Продолжение таблицы 42

эксплуатационная колонна	41,6	42,2	0,8
Итого	167,6	174,2	6,2

4.4.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M \quad (28)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч;

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{спо}}) \quad (29)$$

где $T_{\text{спо}}$ – время спускоподъемных операций, ч;

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H * 720)/T_h \quad (30)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч;

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/p \quad (31)$$

где p – количество долот;

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - П_n)/H \quad (32)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб; $П_n$ – плановые накопления, руб;

Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины представлены в таблице 41.

Таблица 43 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2650
Продолжительность бурения, сут.	4,145
Механическая скорость, м/ч	26,63
Рейсовая скорость, м/ч	18,35
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7194
Проходка на долото, м	1352,04
Стоимость 1 метра, руб	102781

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

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

Для перевода цен 2001 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый «Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве» составляет на 2021 год 8,21. [7]

4.5 Финансовые затраты для реализации проекта

Таблица 44 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	84965
Разработка трубопроводов линий передач и др.	11758
Техническая рекультивация земель	19847
Итого:	116570
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	184569
Разборка и демонтаж	11200
Монтаж установки для освоения скважины	16458
Демонтаж установки для освоения скважины	3123
Итого:	215350

Продолжение таблицы 44

1	2
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	145173
Крепление скважины	200240
Итого:	345413
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание в процессе бурения	51423
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	39587
Итого:	91010
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	44515
Итого:	44515
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	13825
Эксплуатация котельной	30598
Итого:	44423
Итого по главам 1-6:	857281
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	140594
Итого:	140594

Окончание таблицы 44

1	2
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	79830
Итого:	79830
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8); Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8); Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8); Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	49574
	31253
	19398
	654
Итого:	100879
Итого по главам 1-9:	1178584
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	2357
Итого:	2357
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	24598
Проектные работы	9876
Итого:	34474
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	60770
Итого:	60770
Итого по сводному сметному расчету	1276185
С учетом коэффициента удорожания $k=8,21$ к ценам 2001 г.	10477479
НДС 20%	2095663
ВСЕГО с учетом НДС	12573142

Вывод по разделу

После выполнения данного раздела можно сделать вывод о том, что данный проект на строительство скважины глубиной 2650 метров является финансово целесообразным.

Продолжительность бурения и крепления составило 6,2 суток. Общие затраты составили 12573142 руб. с учётом выплат заработной платы работникам, а также затрат на крепление и строительства скважины и прочих работ, которые указаны в таблице 44.

На момент написания работы цена на нефть марки Brent – 73,26 доллара США за баррель, а стоимость доллара США – 71,77 рублей РФ. Свободный дебит проектируемой скважины 50 м³/сут, из этого можно сделать вывод о том, что данная скважина с максимальным дебитом и в случае удержания цены на нефть окупится через 7,6 дней.

Расчёт окупаемости скважины:

1. перевод м³ в баррель:

$$50\text{ м}^3 \approx 314,5 \text{ баррель}$$

2. определение стоимость полученной нефти за сутки:

$$\begin{aligned} 314,5 \text{ баррель} * 73,26 \text{ доллар США} &= 23040,27 \text{ доллар США} \\ &= 1653600.18 \text{ рублей РФ} \end{aligned}$$

3. определение количества дней за которое окупится скважина:

$$\frac{12573142}{1653600.18} = 7,6 \text{ дней}$$

5 Социальная ответственность

Введение

Все объекты нефтегазовой промышленности относятся к опасным производственным объектам так как, работа на данных производствах представляют большую опасность не только для экологии нашей планеты, но и представляют большую угрозу для жизни и здоровья людей работающих в этой отрасли. Для предотвращения возникновения всех опасных ситуаций не стоит пренебрегать технологиями производственных процессов и безопасным методом ведения работ. Поэтому большое внимание стоит уделять вопросам, связанным с безопасностью на предприятиях нефтегазовой отрасли.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы. Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее ТК РФ). [8]

Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы для работников, занятых на вредных производствах, указанные в Федеральном законе № 426-ФЗ. [9]

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При организации рабочего места, должно быть соблюдено оптимальное размещение оборудования и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места нужно учитывать следующие условия:

- буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- при бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4 метров;
- шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой–разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;
- выступающие концы проволок должны быть обрезаны, при наличии в подъемном канате более 10 % порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;
- бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

5.2 Производственная безопасность

При сооружении проектной скважины глубиной 2670 м, в случае неправильной организации труда или несоблюдении технологии проводки скважины, возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Анализ опасных и вредных факторов при строительстве скважины, представлены в приложении Л.

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

В холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены. Климатические нормы представлены в МР 2.2.7.2129-06. [10]

5.2.1.2 Превышение уровня шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования. В соответствии с требованиями ГОСТ ISO 9612-2016 [11] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши), а также проводить плановые ремонты, смазки.

5.2.1.3 Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций, и оборудования в целом.

Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [12].

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

5.2.1.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [13] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СП 60.13330.2016 [14]. СИЗ органов дыхания - респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [15].

5.2.1.5 Повреждения в результате контакта с живыми организмами

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств. К коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [16].

5.2.1.6 Отсутствие или недостаток естественного света рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 [17].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

5.2.1.7 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока I (А), проходящего через его тело, или напряжением прикосновения U (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли.

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм: – 0,6–1,5 мА – ток начала ощущения; – 10–20 мА – порог неотпускающего тока; – 100 мА – ток фибрилляции сердца, вызывающего остановку сердца. Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038–82 [18].

5.2.2 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов

Электробезопасность.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [19].

Пожаровзрывобезопасность.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

5.3. Экологическая безопасность

Мероприятия по защите атмосферы.

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

В соответствии с ГОСТ 17.2.4.02-81 [20] для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК. В тех случаях, когда выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

Защита гидросферы.

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории. В соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 [21] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины.

Защита литосферы.

Настоящий стандарт устанавливает общие требования к контролю и охране почв от загрязнения в процессе производственной и непроизводственной деятельности ГОСТ 17.4.3.04-85 [22].

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время подготовки кустовой площадки и ведения буровых работ.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров в РД 39-0148052-537-87 [23].

По окончании бурения и освоения скважины необходимо: проведение очистки территории буровой от металлолома, строительного мусора, снятие загрязненного грунта, восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории, спланировать площадку и покрыть плодородным слоем почвы, убранным до начала строительства.

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации выполняются, согласно ППРФ от 10 июля 2018 года № 800 [24].

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ГОСТ 14169-93 [25].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ГОСТ Р 22.0.01-2016 [26] Настоящий стандарт устанавливает основные положения комплекса национальных стандартов по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков: по происхождению (антропогенные, природные); по продолжительности (кратковременные, затяжные); по характеру (преднамеренные, непреднамеренные); по масштабу распространения.

В зоне расположения проектируемого объекта наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с ГНВП.

Пожароопасность.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры, согласно требованиям пожарной безопасности [27]:

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

Газонефтеводопроявления.

Газонефтеводопроявления (ГНВП), возникающее в процессе строительства скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП) [28].

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс», при этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно РД 08-254-98 [29]

Вывод по разделу.

В данной работе рассмотрены методы, которыми должны руководствоваться организации, нацеленные на развитии своей компании. В текущем разделе произведен анализ организационных и правовых вопросов обеспечения безопасности, анализ экологической безопасности, а также анализ безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2650 м на газовом месторождении (Красноярский край).

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины. В связи с интервалами несовместимыми по условию бурения проектируется спуск технической колонны. Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается за счет применения в КНБК УБТ.

Задача увеличения выноса керна решалась с за счет применения керноотборного снаряда фирмы «Буринтех» CBS 4 3/4"x2 5/8" "Siberia"

Для проведения работ выбрана мобильная буровая установка ZJ-30. Для экономии финансовых средств используется ведущая бурильная труба.

В специальной части рассмотрены усовершенствованные способы спуска обсадных колонн. Представлены различные методики выполнения спуска обсадных колонн с применением специальных дополнительных систем и без них. Проанализировали статистику связанную с применением специальных систем для спуска обсадных колонн, а также рассмотрели достоинства и недостатки.

В разделе «Финансовый менеджмент» разработана нормативная карта строительства, был произведен расчёт сметной стоимости крепления и бурения скважины.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ экологической и производственной безопасности, а также безопасности во время возникновения чрезвычайных ситуаций.

Список использованных источников

1. Самохвалов М.А., Ковалев А.В., Епихин А.В. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). – Томск: Изд-во Томский политехнический университет, 2016. – 92с.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/573230594>
3. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томский политехнический университет, 2019. – 75 с.
4. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/902142132>
5. Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/9037329>
6. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200123084>
7. Региональные индексы изменения сметной стоимости строительства [Электронный ресурс]: <http://depstroy.tomsk.ru/construction-complex/regional-indexes/>
8. Трудовой кодекс российской федерации (с изменениями на 20 апреля 2021 года) [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/901807664>
9. Федеральный закон о специальной оценке условий труда (с изменениями на 30 декабря 2020 года) (редакция, действующая с 1 января 2021 года) [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/499067392>

10. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200047514>
11. Измерения шума для оценки его воздействия на человека. [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200140579>
12. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881>
13. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608>
14. Свод правил. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/456054205>
15. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органов дыхания [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200025982>
16. Руководство по медицинской дезинсекции [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200077719>
17. Свод правил. Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/456054197>
18. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/5200313>
19. Национальный стандарт российской федерации. Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса "человек-машина", выполнение и идентификация [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200075956>
20. Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200006389>
21. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200004385>

22. Охрана природы ПОЧВЫ Общие требования к контролю и охране от загрязнения [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200020658>

23. Руководящий документ. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200044594?marker>

24. Правительство Российской Федерации, постановление от 10 июля 2018 года № 800, о проведении рекультивации и консервации земель [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/550609080?marker=6520im>

25. Системы наземного контроля процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Общие технические требования и методы испытаний [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200024095>

26. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200136692>

27. Свод правил. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200122146>

28. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200005950>

29. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томский политехнический университет, 2018. – 16 с.

30. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К., Овчинников В.П.. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Учебное пособие. Издательско-полиграфический центр «Экспресс». Тюмень, 2011. – 386 с.

31. Жулина, С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] - М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. - 288 с.

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

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

Индекс страт. подр.	Интервал		Название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, %	Твердость	Абразивность	Пластичность	Тип пород
	от	до								
Р-С	0	455	Долериты Алевролиты 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
Е 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
Е ₁ an	650	1045	Доломит Каменная соль	2,73 2,20	3,51 0,1	0 0	3	2	2-6	СЗ
Е ₁ bul	1045	1105	Доломит	2,76	3,1	0,12	6,5-7,5	4,5-6	2-6	СЗ-ТЗ
Е 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
Е 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
Е 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	Доломитглин. 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
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

Приложение Б

Зоны возможных осложнений

Таблица Б.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического 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 bl _{s2}	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 В

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

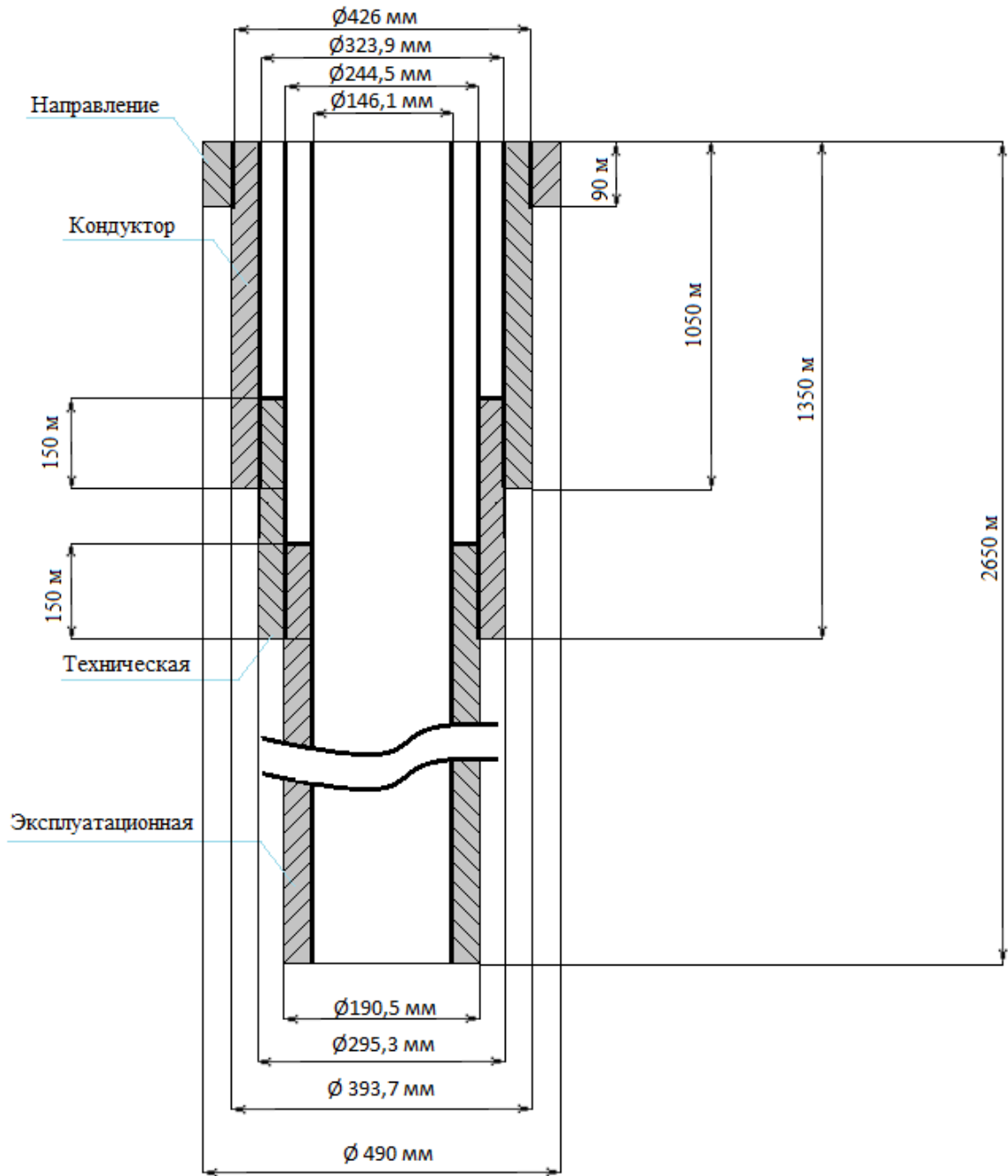


Рисунок В – Конструкция скважины

Приложение Г

Проектирование обвязки обсадных колонн

Таблица Г.1 – Результаты расчета давления опрессовки колонны

ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ		
Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	16,42
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,1
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	14,93
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	13,57
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	33,67
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	791
Ускорение свободного падения, м/с	g	3,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2590
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	0
Основание натурального логарифма	e	2,7
Степень основания натурального логарифма	s	-0,13
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	-1749,08

Приложение Д

Результаты проектирования компоновки низа буровой колонны по интервалам бурения

Таблица Д.1 – КНБК для бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
1	0	90	490,0 ТЗ-ЦВ	250	0,65
			1КЛС-490-СТ	515	1,64
			УБТС2-203	4280	20
			Переводник П-171/127	87	0,521
			ПК-127х9,19 Е	2098	67
Σ			7229,641	90	
2	90	1050	393,7 НьюТек Сервисез	163	0,4
			Переводник П-152/171	93	0,517
			КЛС 390 СЗ	155	1,1
			Переводник М-171/152	60	0,517
			ДГР-210.4/5.62	1732	9,507
			Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
			Переводник ПК-П-163/171	70	0,6
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
			УБТС2-203	7490	35
			Переводник П-161/147	60	0,517
			ПК-127х9,19 Е	31250,81	1001
Σ			38800,81	1050	
3	1050	1350	БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	35	0,3
			К 295 СЗ	114	0,9
			ДГР-210.4/5.62	1732	9,507
			Переводник П-152/147	55	0,5
			Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
			Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
			УБТС2-178	6552	42
			Переводник П-147/127	63	0,527
			ПК-127х9,19 Е	40414	1294
Σ			49166	1350	

Продолжение таблицы Д.1

№ п/п	Интервал		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
4	1350	2650	190,5-ТЗ-613А	45	0,3
			КС 190,5 ТЗ	70	0,6
			ДГР-172,5/6.61	1146	8,614
			Переводник П- 147/102	40	0,5
			Переливной клапан ПК-127РС	30	0,477
			Обратный клапан КОБ 127РС	49	0,65
			Переводник П-102/101	31	0,35
			УБТС2-121	6191,3	97,5
			Ясс SJ-120	320	505
			ПН-89х9,35 Е	53449	2536
Σ			61371	2650	

Приложении Е

Результаты расчета бурильной колонны на прочность

Таблица Е.1 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-90 Бурение КНБК №1	Долото	490		–	–	–	0,65	–	0,25	0,25	–	–	–
	Калибратор	490	100	–	–	–	1,64	–	0,515	0,765	–	–	–
	УБТ	203,2	71,4	–	–	–	20	4,28	85,6	86,37	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,2	Е	ЗП–162–92	67,71	0,0312	2,114	88,48	1,61	2,7	6,99
Кондуктор													
90-1050 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,163	0,163	–	–	–
	Калибратор	393,7	100	–	–	–	1,1	–	0,155	0,318	–	–	–
	Двигатель	209,6	–	–	–	–	7,5	–	1,492	1,81	–	–	–
	УБТ	203,2	100	–	–	–	35	7,49	262,15	263,96	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,2	Е	ЗП–162–92	1006	0,0312	31,41	295,37	–	0,81	3,4

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Техническая колонна													
1050-1350 Бурение КНБК №3	Долото	295	–	–	–	–	0,3	–	0,035	0,035	–	–	–
	Калибратор	295	100	–	–	–	0,9	–	0,114	0,149	–	–	–
	Двигатель	209,6	–	–	–	–	7,5	–	1,492	1,641	–	–	–
	УБТ	178	100	–	–	–	42	6,55	275,18	276,83	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,2	Е	ЗП– 162–92	1299	0,0312	40,56	317,39	–	0,75	3,06
Эксплуатационная колонна													
1350-2650 Бурение КНБК №4	Долото	190,5	–	–	–	–	0,3	–	0,045	0,045	–	–	–
	Калибратор	190,5	48	–	–	–	0,9	–	0,114	0,159	–	–	–
	Двигатель	172	–	–	–	–	9,74	–	1,991	2,15	–	–	–
	УБТ	178	45	–	–	–	97,5	6,55	638,82	640,97	–	–	–
	ЯСС гидравлический	121	57,2	–	–	–	5,5	–	0,32	641,29	–	–	–
	БТ	88,9	70,1	9,4	Е	ЗП– 121–68	2536	0,0211	53,46	694,75	–	0,24	1,7

Приложение И

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов

Таблица И.1 - 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} = 0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 13
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{сно} = 0,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V₁ = 163,6
Объем раствора к приготовлению:						V_{бр} = 80,6
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перв1} = 33,5
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	1050	960	393,7	406	1,3	163,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 1,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 90
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{сно} = 3,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V₂ = 101,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 303,7
Объем раствора к приготовлению:						V_{2'} = 457,2
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перв2} = 93,9
Техн. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1050	1350	300	295,3	224,5	1,25	101,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 0,0
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 12,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{сно} = 3,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V₃ = 208,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 224,3
Объем раствора к приготовлению:						V_{3'} = 211,7
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перв3} = 83,5
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1350	2650	1300	190,5	126,1	1,2	97,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 0,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 25,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{сно} = 7,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V₃ = 97,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 235
Объем раствора к приготовлению:						V_{3'} = 210,2

Таблица И.2 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание pH	25	80,55	3,22	229	9,14	106	4,23	105	4,20	520	21
Глина ПБМБ	Структурообразователь	1000	5638,72	5,64	36576	36,58	16934	16,93	16818	16,82	75968	76
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	80,55	3,22	457	18,29	212	8,47	210	8,41	960	39
ФХЛС	Понижитель вязкости	25	80,55	3,22							81	4
РАС-NV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25			1372	54,86	635	25,40	631	25,23	2637	106
Пеногаситель	Снижение поверхностного натяжения	172			91	0,53	42	0,25	42	0,24	176	2
РАС-LV	Стабилизатор, регулятор	25			3658	146,31	1693	67,74	1682	67,27	7033	282
Reolub	Смазочная добавка	172			2286	13,29	847	4,92	841	4,89	3974	24
Барит	Утяжелитель	1000	29194,12	29,19	199345	199,34	287878	287,88	91870	91,87	608286	609
Соль	Предотвращение растворение солей	1000			13716	13,72	6350	6,35	6307	6,31	26373	27

Приложение К

Сметная стоимость строительства скважин

Таблица К.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные 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	210	4	840	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	-	-	–	252	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	225	–	–	0,03	6,75	1,28	288	3,44	774	4,2	945
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	2,02	–	86,4	–	232,2	-	283,5
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	10,2	4	40,8	0,03	0,306	1,28	13,056	3,44	35,088	4,2	42,84
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	12,24	–	0,0918	–	3,91	–	10,52	–	12,852
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	13,8	–	–	0,03	0,414	1,28	17,6	3,44	47,472	4,2	57,96
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	0,12	–	5,29	–	14,24	–	17,38

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание бурового оборудования	сут	263,86	4	1055,44	0,03	7,91	1,28	337,74	3,44	907,67	4,2	1108,212
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины.испытателем пластов	сут	1387,00	4	5548	0,03	41,61	1,28	1775,36	3,44	4771,28	4,2	5825,4
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	142	4	568	–	–	–	–	–	–	–	–
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	–	–	–	–	1,28	287,49	3,44	772,62	4,2	943,3
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	1,28	118,60	3,44	318,75	4,2	389,1
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %	сут	238	–	–	–	–	–	–	3,44	818,72	4,2	999,6
Эксплуатация ДВС	сут	12,1	4	48,4	0,03	0,363	1,28	15,48	3,44	41,6	4,2	50,82
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового	сут	21,9	–	–	0,03	0,657	1,28	28,032	3,44	75,3	4,2	91,9

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	137,48	–	–	0,03	4,12	1,28	175,9	3,44	472,9	4,2	577,4
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе	кВт/сут	108,93	–	–	0,03	3,26	1,28	139,4	3,44	374,7	4,2	457,5
Эксплуатация трактора	сут	165,60	4	662,4	0,03	4,96	1,28	211,9	3,44	569,6	4,2	695,5
Автомобильный спец транспорт	сут	103,40	4	413,6	0,03	3,102	1,28	132,35	3,44	355,6	4,2	434,28
Амортизация кухни-столовой	сут	6,28	4	25,12	0,03	0,18	1,28	8,03	3,44	21,6	4,2	26,37
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	187,27	4	749,08	0,03	5,61	1,28	239,7	3,44	644,2	4,2	786,5
Каустическая сода	т	37	–	–	0,08	2,96	0,228	8,436	0,01	0,37	0,1	3,7
Глина ПБМБ	т	12,8	–	–	5,6	71,68	36	460,8	16,9	216,3	16,8	215,04
Кальцинированная сода	т	17,5	–	–	0,08	1,4	0,457	7,99	0,2	3,5	0,2	3,5
ФХЛС	т	55	–	–	0,08	4,4	–	–	–	–	–	–
РАС-LV	т	120	–	–	–	–	1,37	156	0,6	72	0,63	75,6
Пеногаситель	т	245	–	–	–	–	0,9	220,5	0,042	10,29	0,042	10,29
РАС-LV	т	124	–	–	–	–	3,6	446,4	1,6	198,4	1,68	208,32
Reolube	т	560	–	–	–	–	2,28	1276,8	0,8	448	0,84	470,4
Барит	т	36,8	–	-	29	1067,2	199,3	7334,24	287,8	10591,04	91,86	36,8
Соль	т	4,7	–	–	–	–	13,7	64,39	6,3	29,61	6,3	29,61

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км	т	0,4	6	2,4	4	1,6	3,2	1,28	12	4,8	15	6
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	17,2	–	–	–	–	11,20	192,6	18,00	309,6	21,00	361,2
Транспортировка материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	21,4	–	–	27,53	589,142	32,84	702,7	20,5	438,7	17,5	374,5
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб	–	–	10217,48	–	1819,85	–	14756,37	–	23580,67	–	15540,37
Затраты зависящие от объема работ												
490,0 ТЗ-ЦВ	шт	471,4	–	–	1	471,4	–	–	–	–	–	–
393,7 НьюТекСервиз	шт	2347,3	–	–	–	–	1	2347,3	–	–	–	–
Бит 295,3 ВТ 619УМ	шт	3451,4	–	–	–	–	–	–	1	3451,4	–	–
190,5-ТЗ-613А	шт	4765,6	–	–	–	–	–	–	–	–	1	4765,6
Транспортировка труб	т	378,9	–	–	18,4	6971,76	24,8	9396,72	60,9	23075,01	75,9	28758,51
Транспортировка долот	т	5,3	–	–	1	5,3	1	5,3	1	5,3	1	5,3
Перевозка вахт автотранспортом	сут	14										

Окончание таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб	–	–	0,00	–	7448,46	–	11749,32	–	26531,71	–	33529,41
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб	–	–	10217,48	–	9268,31	–	26505,69	–	50112,38	–	49069,78
Всего по сметному расчету, руб	145173,64											
С учетом коэффициента удорожания k=8,21 к ценам 2001 г.	1191875,58											

Таблица К.2 – 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	210,1	0,8	168,08	1,8	378,18	2,3	483,2	2,6	546,26
Социальные отчисления, 30%		–	–	50,42	–	113,45	–	144,9	–	163,88
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	12,3	0,8	9,84	1,8	22,14	2,3	28,29	2,6	31,98
Социальные отчисления, 30%		–	–	2,95	–	6,6	–	8,5	–	9,6
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,2	0,8	17,76	1,8	39,96	2,3	51,06	2,6	57,72
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	247,9	0,8	198,32	1,8	446,22	2,3	570,17	2,6	644,54
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1361,0	0,8	1088,8	1,8	2449,8	2,3	3130,3	2,6	3538,6

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	417,3	0,8	333,84	1,8	751,14	2,3	959,79	2,6	1084,98
Плата за подключенную мощность	сут	135,6	0,8	108,48	1,8	244,08	2,3	311,88	2,6	352,56
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	97,6	0,8	78,08	1,8	175,68	2,3	224,48	2,6	253,76
Эксплуатация ДВС	сут	9,1	0,8	7,28	1,8	16,38	2,3	20,93	2,6	23,66
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	98,7	0,8	78,96	1,8	177,66	2,3	227,01	2,6	256,62
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,3	0,8	135,44	1,8	304,74	2,3	389,39	2,6	440,18
Эксплуатация бульдозера	сут	145,3	0,8	116,24	1,8	261,54	2,3	334,19	2,6	377,78
Эксплуатация трактора	сут	175,9	0,8	140,72	1,8	316,62	2,3	404,57	2,6	457,34
Транспортировка оборудования устья скважины	т	7,9	5	39,5	17	371,3	8	63,2	4	31,6
БКП-426 «Удол»	шт	99,6	1	99,6	–	–	–	–	–	–
БКП-324 «Удол»	шт	74,2	–	–	1	74,2	–	–	–	–
БКП-244,5 «Удол»	шт	39,7	–	–	–	–	1	39,7	–	–
БКП-146,1 «Удол»	шт	36,9	–	–	–	–	–	–	1	36,9
ЦПЦ 426/490 «Удол»	шт	25,6	–	–	5	128	–	–	–	–
ЦПЦ 324/394 «Удол»	шт	14,8	–	–	–	–	30	444	–	–
ЦПЦ 324/295 «Удол»	шт	13,1	–	–	–	–	–	–	33	432,3
ЦКОД-324 «Удол»	шт	133,4	1	133,4	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-245 «Удол»	шт	126,6	–	–	1	126,6	–	–	–	–
ЦКОД-146,1 «Удол»	шт	108,1	–	–	–	–	1	108,1	–	–

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт	4101	1	4101	–	–	–	–	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-323,9	шт	3450	–	–	1	3450	–	–	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-244,5	шт	2960	–	–	–	–	1	2960	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-146,1	шт	2870	–	–	–	–	–	–	1	2870
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	6908,71	–	9854,29	–	10903,66	–	22513,92
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426x10	м	37,2	90	3348	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 323,9x8,5	м	28,5	–	–	1050	29925	–	–	–	–
Обсадные трубы 244,5x7,9	м	26,7	–	–	–	–	1350	36045	–	–
Обсадные трубы 146,1x7,7	м	25,4	–	–	–	–	–	–	110	2794
Обсадные трубы 146,1x7	м	24,3	–	–	–	–	–	–	2540	61722
ПЦТ-III-(4-6)-50	т	27,1	2,8	75,88	25,9	701,89	18,1	490,51	19,7	533,87
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	144,36	2	288,72	3	433,08	5	721,8	5	721,8
Затворение цемента, тампонажный цех	т	8,1	2,8	22,68	25,9	209,79	28,3	229,23	31,2	252,72
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	33,9	1	33,9	1,1	37,29	2	67,8	2,5	84,75
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	85,3	1	85,3	1	85,3	1	85,3	1	85,3

Окончание таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Работа КСКЦ 01, тампоажный цех	агр/оп	79,3	–	–	–	–	1	79,3	1	79,3
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2	19,5	717,6
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	5	184	7	
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	–	–	–	–	1	40,8	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампоажный цех	ч	14,7	10	147	16	224	24	352,8	32	470,4
Транспортировка обсадных труб	т	17,2	2,3	39,56	45,7	786,04	112,3	1931,56	187,9	3231,88
Транспортировка обсадных труб запаса	т	36,9	0,5	18,45	7,5	276,75	3	1107	4,5	166,05
Перевозка вахт автотранспортом	сут	14								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт	руб	–	4206,69	33102,34		41850,3			70900,47	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	150059,8									
Всего по сметному расчету, руб	200240,38									
С учетом коэффициента удорожания k=8,21 к ценам 2001 г.	1643973,52									

Приложение Л

Производственная безопасность

Таблица Л.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Изготовление	Эксплуатация	
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	–	+	+	МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
2. Превышение уровня шума	–	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ ISO 9612-2016
3. Повышенные уровни вибрации	–	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ
4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	–	+	+	Требования к загазованности воздуха устанавливаются СП 60.13330.2016 СИЗ органов дыхания фильтрующие ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016
6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами	–	+	+	Требования к медицинской дезинсекции устанавливаются Р 3.5.2.2487-09
7. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	+	+	+	Требования к электробезопасности устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
8. Проведение ремонтно и строительных работ на значительной высоте	–	+	+	Требования к работам на высоте устанавливаются ГОСТ Р 12.3.050-2017

Приложение М

ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2650 м

Предприятие: ООО "ССК"
 Месторождение:
 Оборудование:
 Буровая установка: МБУ ZJ 30
 Лебедка: ЛБ - 750
 Талевая система: 5х6
 Ротор: ZP 275
 Насосы: ЧНБТ - 750

Геологическая часть							Техническая часть											
Глубина по вертикали, м	Стратиграфия			Литолягическое описание пород	Температура	Давление	Интервалы давления, атмосфер	Конструкция скважины				Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Объемная нагрузка, м³	Частота вращения, об/мин	Продолжительность работы насоса, мин	Параметры притока, л/с	Примечание
	Система	Слои	Пласты					426 мм	3239 мм	244,5 мм	146,1 мм							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
100	ПОЛОЕЗЕН	Пермско-карбон. карбонатный-средний	Лептосидеритовый сланец	V V	3	3-5		90 м	Ш 393,7 НьюТек Сервисиз	-	до 5	40-60	44	Плотность 1346 г/см³, пористость 10-15%, проницаемость 0,05%, pH = 6-9				
200																		
300																		
400																		
500																		
600	мелоя	Амурская слюда	Амурская слюда	V V	10	16	1050 м	Бит 295,3 ВТ 619 УИ1	ДПР-210,4/5,62	до 8	100-140	32,6	Плотность 182 г/см³, пористость 10-15%, проницаемость 0,05%, pH = 6-9					
700																		
800																		
900																		
1000																		
1100	Верхнеюрская	Верхнеюрская	Верхнеюрская	C C C	18-22	22-23	1350 м	ДПР-172,5/6,61	до 7	130-180	16,3	Плотность 1992 г/см³, пористость 10-15%, проницаемость 0,05%, pH = 6-9						
1200																		
1300																		
1400																		
1500																		
1600	Юра	Юрская	Юрская	C C C	22-23	24	2650 м	19005 Т3-613 А	ДПР-172,5/6,61	до 6	150-180	16,3	Плотность 1992 г/см³, пористость 10-15%, проницаемость 0,05%, pH = 6-9					
1700																		
1800																		
1900																		
2000																		
2100	Одесская	Одесская	Одесская	C C C	24	25-28												
2200																		
2300																		
2400																		
2500																		
2600	Волжская	Волжская	Волжская	C C C	30-32													
2700																		

- мерзлоты
- доломиты
- известняки
- нефтенасыщенность
- конченая соль
- анкерит
- доломитовые сланцы
- уголь
- арсизилиты
- доломиты
- известняки