

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 ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ НА ПАЛЕОЗОЙСКУЮ СИСТЕМУ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.243.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Сергиенко Виктор Вячеславович		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к. х. н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	к. э. н.		16.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	—		16.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		17.06.2021

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, УК-6, УК-8, Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)

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: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 17.03.2021 Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Сергиенко Виктору Вячеславовичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства параметрической наклонно-направленной скважины на Палеозойскую систему нефтегазового месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-61/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: все продуктивные пласты 4. Объект испытания в процессе бурения: все продуктивные пласты 5. Тип профиля: наклонно-направленный 6. Данные по профилю: длина вертикального участка 350 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 550 м, максимальный зенитный угол не более 30 град 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Способ цементирования (выбрать): одно/двухступенчатый 9. Способ перфорации: кумулятивный 10. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной колонне: до полного
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1. Расчет обсадных колонн <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн <ol style="list-style-type: none"> 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объёма буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГТН (геолого-технический наряд)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Спицына Любовь Юрьевна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Фех Алина Ильдаровна, старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Анализ технологии строительства разведочных скважин на шельфе	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		17.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Сергиенко Виктор Вячеславович		17.03.2021

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: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 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:	17.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
	2. Технологическая часть проекта	40
	3. Анализ технологии строительства разведочных скважин на шельфе	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		17.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		17.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Сергиенко Виктору Вячеславовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
<i>2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП</i>	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП</i>	Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Линейный календарный график
2. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		02.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Сергиенко Виктор Вячеславович		02.02.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Сергиенко Виктору Вячеславовичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело /Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства параметрической наклонно-направленной скважины на Палеозойскую систему нефтегазового месторождения

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: технический проект на скважину</p> <p>Область применения: бурение скважин на Палеозойскую систему нефтегазового месторождения</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) <ul style="list-style-type: none"> • Статья 297; • Статья 264; • Статья 298; • Статья 299; • Статья 302; - ГОСТ 12.2.005-74 "Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых"; - ГОСТ 12.2.032-78."Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования"; -ГОСТ 22269-76 "Рабочее место оператора. Взаимное расположение
--	--

	элементов рабочего места".
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы: – Повышенный уровень общей и локальной вибрации; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте; – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;</p> <p>Опасные факторы: – Движущиеся части и механизмы.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Атмосфера: – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; – Выбросы при ГНВП.</p> <p>Гидросфера: – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом.</p> <p>Литосфера: – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС: – ГНВП; – Пожары и взрывы на БУ; – Лесные пожары; – Взрывы ГСМ.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	–		02.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Сергиенко Виктор Вячеславович		02.02.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 145 страниц, 35 таблиц, 23 рисунок, 34 литературных источников, 4 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, наклонно-направленная скважина, отбор керна, газ, зарезка боковых стволов.

Объектом исследования является Палеозойская система нефтегазового месторождения в Томской области.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с целью отбора керна в интервалах всех продуктивных пластов Палеозойской системы нефтегазового месторождения.

Цель работы достигается путем выполнения следующих задач:

- 1) анализ технической документации, отраслевых нормам и правил при проектировании строительства скважины;
- 2) анализ геологических условий бурения;
- 3) проектирование профиля скважины согласно требованиям технического задания;
- 4) выбор и расчёт оптимальных параметров конструкции скважины;
- 5) проектирование бурильной колонны, компоновки низа бурильной колонны, обсадных колонн;
- б) проектирование процессов крепления и заканчивания скважины.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 4565 метров, мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважины и техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

В специальной части проекта рассмотрены способы резки боковых стволов в скважинах и предложены пути решения с целью оптимизации проведения работ и предотвращения возможных осложнений и аварий в процессе бурения бокового ствола.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

СВП – силовой верхний привод;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ТК – техническая колонна;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ГТН – геолого-технический наряд;

НКТ - насосно-компрессорные трубы;

УВУ - универсальная вырезающая устройства;

БС - боковой ствол;

ОК – обратный клапан;

ЗБС - зарезка боковых стволов;

БР – буровой раствор.

Оглавление

Введение	18
1 Общая и геологическая часть	20
1.1 Геологические условия бурения	20
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	22
1.3 Зоны возможных осложнений	25
2 Технологическая часть	26
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	26
2.2 Обоснование конструкции скважины	27
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	27
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	27
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	28
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	31
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	31
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	32
2.3 Проектирование процессов углубления	34
2.3.1 Выбор способа бурения	34
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	35
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	36
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	36
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	37
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	39
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	41
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	45
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	49

2.3.10	Технические средства и режимы бурения при отборе керна	51
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин.....	52
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность.....	52
2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений.....	53
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	56
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине.....	60
2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	60
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	63
2.4.3.1	Обоснование способа цементирования	63
2.4.3.2	Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости.....	64
2.4.3.3	Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов.....	65
2.4.3.4	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	67
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважины	68
2.4.4.1	Выбор жидкости глушения	68
2.4.4.2	Выбор типа фонтанной арматуры.....	69
2.4.4.3	Выбор типа перфоратор и расчет количества рейсов	70
2.5	Выбор буровой установки	72
3	Анализ технологий зарезки боковых стволов скважин и решения проблем при проектировании.....	73
3.1	Обоснованность применения боковых стволов при разработке нефтяных и газовых месторождений	73
3.2	Анализ способов зарезки бокового ствола	75
3.2.1	Вырезание окна в обсадной колонне	75
3.2.2	Вырезание части эксплуатационной колонны	78
3.3	Анализ возможных осложнений и методы их решения	81
3.3.1	Аварии при проектировании и сооружении бокового ствола	81

3.3.2	Решение технологических проблем при зарезке боковых стволов	82
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	86
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	86
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия	86
4.1.2	Организационная структура предприятия	87
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	89
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	89
4.2.2	Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения	90
4.2.3	Линейный календарный график выполнения работ	91
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли	92
5	Социальная ответственность	94
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	94
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	94
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	95
5.2	Производственная безопасность	96
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов	97
5.2.1.1	Отклонение показателей микроклимата	97
5.2.1.2	Превышение уровня шума	97
5.2.1.3	Недостаточная освещенность рабочей зоны	98
5.2.1.4	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	99
5.2.2	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на персонал	100
5.2.2.1	Электробезопасность	100
5.2.2.2	Пожаровзрывобезопасность	101
5.3	Охрана окружающей среды	102

5.3.1	Мероприятия по защите атмосферы	102
5.3.2	Мероприятия по защите гидросферы, литосферы	102
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	105
	Заключение	107
	Список использованной литературы.....	109
	Приложение А	112
	Приложение Б.....	123
	Приложение В	134
	Приложение Г.....	144

Введение

Начало реальной работы на любых месторождениях происходит с сооружения скважин, так как во всех добывающих полезные ископаемые странах, в основном, больше всего добыча газа и нефти производится скважинным способом. На данном этапе работы требуется высокая скорость выполнения и чтобы стоимость работ была, насколько это возможно, низкая, так как до получения прибыли со скважины еще очень далеко.

Скважины, которые имеют наклонно-направленный профиль, являются более выгодными по сравнению с вертикальными и дают лучший доступ к малодоступным пластам. Именно поэтому они широко распространены в добывающих производствах.

Достаточно сложной технической задачей представляется сооружение скважины. В соответствии с техническим заданием проектируется параметрическая скважина на Палеозойскую систему нефтегазового месторождения, имеющая четырехинтервальный профиль и протяженный интервал стабилизации, длина которого равна 4056 метрам. Особое внимание необходимо уделить интервалу бурения под эксплуатационную колонну, так как температура в зоне продуктивного пласта слишком высока, чтобы использовать винтовой забойный двигатель в компоновке низа буровой колонны. Поэтому было принято решение использовать способ бурения с помощью силового верхнего привода с жестким типом КНБК, чтобы не допустить потери набранного зенитного угла в интервале стабилизации.

Предлагаемые технологические решения приведут к тому, что скважина будет построена без аварий, хотя исходные условия довольно сложны: высокие показатели температуры в исследуемом пласте, поглощения бурового раствора на всех интервалах бурения, нефтегазоводопроявления по всему разрезу скважины, а так же осыпи и обвалы.

Итак, целью данной работы ставится поиск технологических решений для строительства параметрической наклонно-направленной скважины в

полном соответствии с реально используемыми буровыми компаниями проектами на нефтегазовом месторождении Томской области.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) проведение анализа горно-геологических условий;
- 2) проектирование профиля скважины, исходя из технических условий задания;
- 3) оптимизация конструкции скважины, режимов и способов бурения;
- 4) выбор подходящих типов буровых растворов и их компонентных составов;
- 5) расчет параметров заканчивания скважины и подбор необходимой оснастки.

Дополнительной задачей является исследование способов зарезки боковых стволов в скважинах и предложение технологий оптимизации, которые снизят затраты на проведение работ, вызванные конструктивными несовершенствами.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице А.1 приложения А.

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

В таблице А.3 приложения А представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 1.

Разрез скважины сложен породами мягкими, средними и твердыми, поэтому необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Продуктивный горизонт – относится к Палеозойскому стратиграфическому подразделению. Свита выражена переслаиванием основных, средних и кислых, интрузивных и эффузивных горных пород, которые сложены серыми известняками и глинистыми, глинисто-кремнистыми и кремнистыми сланцами. Продуктивные пласты располагаются в интервале 3040-4430 метров и представлены известняком, плотностью 2800 кг/м^3 .

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют. На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют.

В верхних интервалах (0-670 метров) наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется $0,2 \text{ кгс/см}^2$ на м.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Градиент давления											Температура в конце интервала		
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного		градус	источник получения	
			кгс/см ² на м		источ ник получ ения	кгс/см ² на м		источ ник получ ения	кгс/см ² на м		источ ник полу чения	кгс/см ² на м				
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Q-N	0	20	0,000	0,100	РФЗ	0,000	0,100	РФЗ	0,000	0,200	РФЗ	0	0,22	РФЗ	1	ПГФ
Pg ₃ tr	20	35	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	1	ПГФ
Pg ₃ nvm	35	100	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	4	ПГФ
Pg ₃ at	100	130	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	5	ПГФ
Pg ₂₋₃ cg	130	190	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	6	ПГФ
Pg ₂ ll	190	265	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	9	ПГФ
Pg ₁ tl	265	275	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	9	ПГФ
K ₂ gn	275	420	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	14	ПГФ
K ₂ sl	420	505	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	17	ПГФ
K ₂ ip	505	655	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	22	ПГФ
K ₂ kz	655	670	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	22	ПГФ
K ₁₋₂ pk	670	1530	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,190	РФЗ	0,22	0,23	РФЗ	50	ПГФ
K ₁ kls	1530	2260	0,100	0,102	РФЗ	0,100	0,102	РФЗ	0,190	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	73	ПГФ
K ₁ tr	2260	2305	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	75	ПГФ
K ₁ klm	2305	2555	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	83	ПГФ
J ₃ bg	2555	2580	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,24	РФЗ	84	РФЗ
J ₃ gr	2580	2595	0,102	0,106	РФЗ	0,102	0,106	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	84	РФЗ
J ₂₋₃ vs	2595	2660	0,106	0,106	РФЗ	0,106	0,106	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	86	РФЗ
J ₁₋₂ tm	2660	3010	0,106	0,106	РФЗ	0,106	0,106	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	98	РФЗ
J ₁ slt	3010	3020	0,106	0,106	РФЗ	0,106	0,106	РФЗ	0,160	0,155	РФЗ	0,24	0,25	ПГФ	98	РФЗ
K.B.	3020	3035	0,106	0,108	РФЗ	0,106	0,108	РФЗ	0,155	0,155	РФЗ	0,25	0,25	ПГФ	102	РФЗ
Pz	3035	4500	0,108	0,108	РФЗ	0,108	0,108	РФЗ	0,155	0,150	РФЗ	0,25	0,25	ПГФ	149	РФЗ

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Нефтеносность и газоносность по разрезу скважины представлены в таблицах 2-3 соответственно.

Таблица 2 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси на сантипуаз	Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м ³ /т	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости 1/МПа 10 ⁻⁴	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J ₂₋₃ vs (Ю ₁)	2595	2605	поровый	0,794	0,840	<0,03	0,37	6	40	204,2	Отсут.	0,13	0,76	2,97	27,0
J ₂₋₃ vs (Ю ₁)	2610	2615	поровый	0,680	0,811	<0,03	0,86	5,7	10	93,8	Отсут.	0,1	0,88	2,97	12,5
J ₁₋₂ tm (Ю ₃)	2700	2710	поровый	0,808	0,871	<0,03	0,8	2,55	5-10	93,8	Отсут.	0,1	0,88	2,97	12,5
J ₁₋₂ tm (Ю ₄)	2710	2720	поровый	0,808	0,871	<0,03	0,8	2,55	5-10	93,8	Отсут.	0,1	0,88	2,97	12,5
J ₁₋₂ tm (Ю ₆)	2800	2815	поровый	0,808	0,871	<0,03	0,36	1,98	5-10	93,8	Отсут.	0,1	0,88	2,97	12,5
Pz (M ₁)	3040	3070	каверно-трещинно-поровый	0,671	0,847	0,034	0,34	5,2	50-100	205,0	Отсут.	2,92	0,739	0,9	30,6
Pz (M ₁)	3340	3370		0,671	0,847	0,034	0,34	5,2	50-100	205,0	Отсут.	2,92	0,739	0,9	30,6
Pz (M ₁)	3700	3730		0,671	0,847	0,034	0,34	5,2	50-100	205,0	Отсут.	2,92	0,739	0,9	30,6
Pz (M ₁)	3800	3830		0,671	0,847	0,034	0,34	5,2	50-100	205,0	Отсут.	2,92	0,739	0,9	30,6
Pz (M ₁)	3900	3930		0,671	0,847	0,034	0,34	5,2	50-100	205,0	Отсут.	2,92	0,739	0,9	30,6
Pz (M ₁)	4130	4160		0,671	0,847	0,034	0,34	5,2	50-100	205,0	Отсут.	2,92	0,739	0,9	30,6
Pz (M ₁)	4400	4430		0,671	0,847	0,034	0,34	5,2	50-100	205,0	Отсут.	2,92	0,739	0,9	30,6

Таблица 3 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газов пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность газоконденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J _{2-ф} vs (Ю ¹)	2590	2595	поровый	газ, конденсат	0,1	< 1,0	0,680	0,83	177	0,716	-	12,4
J ₁₋₂ tm (Ю ₁₀)	2835	2845	поровый	газ, конденсат	0,1	< 1,0	0,680	0,83	177	0,716	-	12,4

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.4 приложения А.

Самыми распространенными осложнениями являются нефтегазоводопроявления. Поэтому необходимо поддерживать запроектированные параметры бурового раствора и недопускать снижения противодавления на пласт. Также по всему разрезу возможны поглощения бурового раствора. Для предупреждения данного осложнения необходимо не допускать увеличения плотности промывочной жидкости против проектной и ограничивать скорости спуско-подъемных операций в данных интервалах.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Согласно техническому заданию данные по профилю необходимо соблюдать следующие требования: длина вертикального участка 350 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 550 м, максимальный зенитный угол не более 30 градусов.

Результаты проектирования представлены в таблице Б.1 приложения Б. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

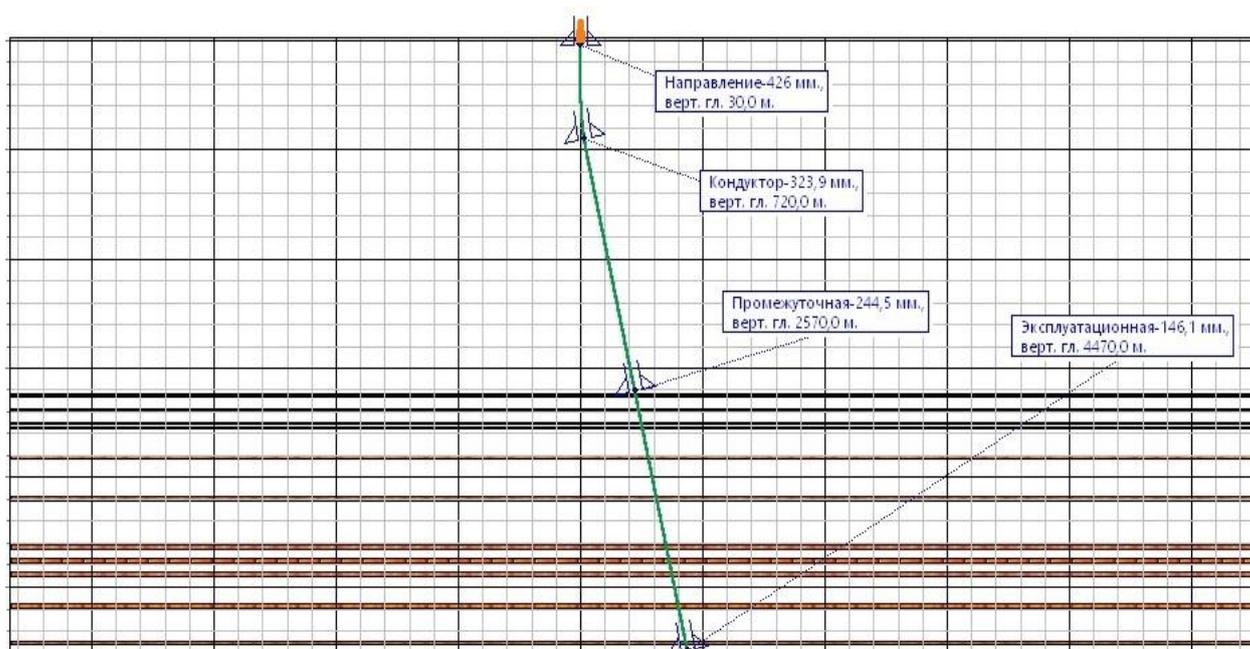


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как тип перфорации кумулятивный, то выбираем закрытый тип забоя скважины. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

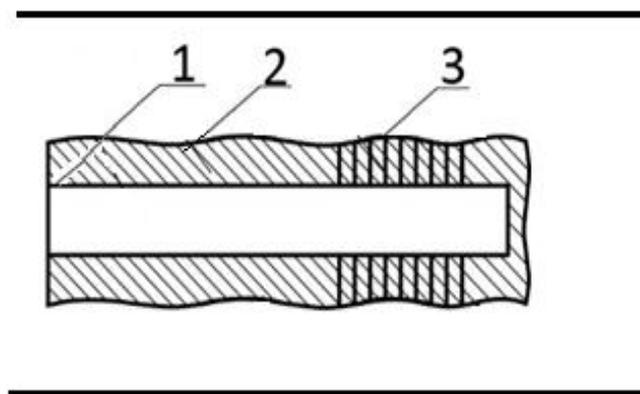


Рисунок 2 – Конструкция закрытого забоя:

1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорационное отверстие

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений наглядно показывает изменение градиентов пластовых давлений на всей глубине скважины, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.

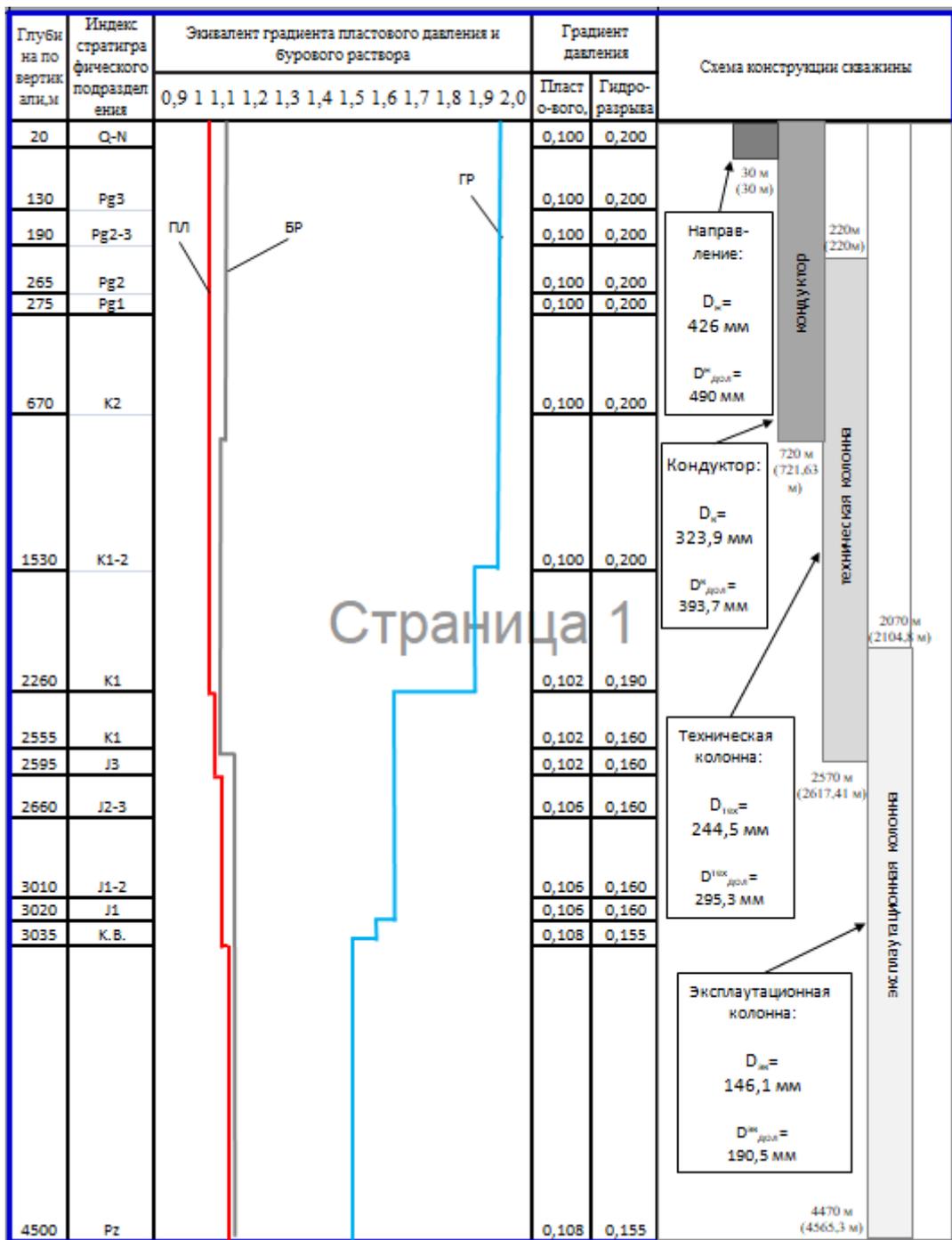


Рисунок 3 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Анализ графика позволяет заключить, что несовместимые по условиям бурения интервалы в данном разрезе отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Поскольку на рассматриваемом

месторождении четвертичные отложения составляют 20 м, глубина спуска обсадной колонны принимается равной 30 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва. Расчетная глубина спуска кондуктора составила 1630 м, что превышает максимально допустимую глубину спуска кондуктора (1400 м). В связи с этим, было принято решение спустить кондуктор на глубину 720 м для перекрытия интервалов, где возможны прихваты и кавернообразования (655 м) и техническую колонну на расчетную глубину 2570 м. Исходные данные и результат расчета минимальной глубины спуска технической колонны представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска технической колонны

Параметр	Значение параметра											
	J2-3vs (Ю11)	J2-3vs (Ю12а)	1-2 tm (Ю3)	J1-2 tm (Ю4)	J1-2 tm (Ю6)	Pz (M1)1	Pz (M1)2	Pz (M1)3	Pz (M1)4	Pz (M1)5	Pz (M1)6	Pz (M1)7
Индекс пласта												
Глубина кровли, м	2595	2610	2700	2710	2800	3040	3340	3700	3800	3900	4130	4400
Градиент пластового давления, атм/м	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,19	0,19
Плотность нефти, кг/м ³	794	680	808	808	808	671	671	671	671	671	671	671
Расчетные значения												
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	275,0 7	276,66	286,2	287,26	296,8	328,3 2	360,7 2	399,6	410,4	421,2	446,0 4	475,2
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	650	830	650	650	670	1030	1140	1260	1300	1340	1540	1630
Требуемый запас	1,09	1,08	1,09	1,08	1,08	1,08	1,09	1,08	1,09	1,09	1,10	1,09
Окончательная глубина спуска колонны	1630											

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта с учетом 40 м. под ЗУМППФ (10 м на каждые 1000 м скважины). Глубина спуска составляет 4470 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»[2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0-30 м и 0-720 м соответственно;
- техническая и эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м – 220-2570 м и 2070-4470 м соответственно.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	30	30	30	30	0-30	0-30	426,0	490,0
Кондуктор	1630	720	1654	722	0-720	0-722	323,9	393,7
Техническая колонна	2570	2570	2617	2617	220-2570	220-2617	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	4470	4470	4565	4565	2070-4470	2105-4565	146,1	190,5

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

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

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

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

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (4)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Таблица 6 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Параметр	Значение параметра	
	Pz (M1)7	J1-2 tm (Ю10)
Индекс пласта		
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	47,52	30,051
Глубина залегания кровли ПП, м	4400	2835
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	26,75	24,81
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	29,43	27,30
Давление опрессовки колонны, МПа	32,37	30,03

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки колонн: ОКК2-35-146х245х324х К2 ХЛ.

Примем схему ОП6-350/80х35 с рабочим давлением 35 Мпа, условным диаметром прохода 350 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3 Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, типов бурового раствора, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается способ бурения с использованием СВП (силовой верхний привод), так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Данный способ предпочтителен для бурения верхних интервалов скважины с вертикальным профилем скважины, где нет интервалов для отбора керна и желательны высокие показатели механической скорости проходки.

Под кондуктор и техническую выбирается совмещенный способ бурения с применением СВП вместе с ВЗД (винтовой забойный двигатель), чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Наличие ВЗД в компоновке позволит набрать необходимый зенитный угол в интервале набора угла и поддерживать неизменным зенитный угол в интервале стабилизации.

Под эксплуатационную колонну выбирается роторный способ бурения. Интервал под эксплуатационную колонну имеет наклонно-направленный тип профиля (интервал стабилизации), поэтому в КНБК следовало бы включить ВЗД для того, чтобы не допустить падение зенитного угла, но, исходя из геологических данных, был сделан вывод, что наличие ВЗД в компоновке недопустимо вследствие высоких температур на забое скважины (149°C). Использование РУС (роторно-управляемой системы) для бурения данного интервала с целью отбора керна в продуктивных пластах является слишком дорогостоящим, поэтому было принято решение бурить данный интервал с

помощью СВП с жестким типом КНБК для того, чтобы не допустить падение зенитного угла в данном интервале.

Таблица 7 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	30	СВП
30	722	с применением ВЗД
722	2617	с применением ВЗД
2617	4561	СВП

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечное долота для бурения интервалов под направление, которые обеспечат устойчивость долота при бурении вертикальных участков, и PDC долота для интервалов бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов и облегчают процесс искривления скважины. Характеристики долот приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Параметр	Значение параметра				
	0-30	30-722 (720)	722 (720)- 2617 (2570)	2617 (2570)- 4565 (4470)	3040- 4430
Интервал, м	0-30	30-722 (720)	722 (720)- 2617 (2570)	2617 (2570)- 4565 (4470)	3040- 4430
Шифр долота	III 490 М-ЦВ (121С)	15 1/2” BT6919SMA -015 (393,7 мм) IADC S323	БИТ 295,3 BT 419 CP IADC S123	190,5 FD713M H	У9- 190,5/80 SC-3T
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC	Бурголов ка
Диаметр долота, мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород	М	М+МС	МС+С	С+Т	Т

Продолжение таблицы 8.

Параметр		Значение параметра				
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-177	3-152	3-117	МК-150x6x1:8
	API	6 5/8 FH	7-5/8 REG	6-5/8 REG	7 1/2	-
Длина, м		0,424	0,463	0,39	0,273	0,205
Масса, кг		300	190	82	35,6	19
G, т	Рекомендуемая	15	2-10	2-10	2-10	2-6
	Максимальная	31	18	10	12	6
n, об/мин	Рекомендуемая	300-40	300-40	80-440	80-220	60-180
	Максимальная	300	300	440	220	180

где: G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра				
Интервал, м	0-30	30-722 (720)	722 (720)-2617 (2570)	2617 (2570)-4565 (4470)	3040-4430
Исходные данные					
D_0 , см	49	39,37	29,53	19,05	19,05
$G_{пред}$, т	31	18	10	12	6
Результаты проектирования					
$G_{доп}$, т	24,8	14,4	8	9,6	4,8
$G_{проект}$, т	4	8	8	8	4

где: D_0 – диаметр долота, см;

$G_{пред}$, $G_{доп}$, $G_{проект}$ – предельная, допустимая и проектная осевая нагрузка соответственно, т.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот производится расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет ведется по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_\delta}, \quad (5)$$

где V_l – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_δ – диаметр долота, м.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения, применяемыми на производстве. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета частоты вращения долота

Параметр		Значение параметра				
Интервал, м		0-30	30-722 (720)	722 (720)-2617 (2570)	2617 (2570)-4565 (4470)	3040-4430
Исходные данные						
V_l , м/с		3,4	2	2	1	1
D_δ	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5
Результаты проектирования						
n_l , об/мин		133	97	129	100	100
$n_{стат}$, об/мин		40-60	100-160	100-180	80-120	20-40
$n_{проект}$, об/мин		60	100	130	100	20

где: $n_{стат}$ – статистическое значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{проект}$ – проектное значение частоты вращения долота, об/мин.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле:

$$Q_1 = K \cdot S_{заб}, \quad (6)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

$S_{заб}$ – площадь забоя, м², определяется по формуле:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D_0^2 \quad (7)$$

Расход раствора Q_2 при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле:

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{max} + (V_M / 3600) \cdot S_{заб} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (8)$$

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

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_n – плотность разрушаемой породы, г/см³;

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

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

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м², рассчитывается по формуле:

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{бм}^2), \quad (9)$$

где $d_{бм}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_0 \cdot \sqrt{K_K}, \quad (10)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

Расчет минимального расхода бурового раствора Q_3 из условия предотвращения прихватов ведется по формуле:

$$Q_3 = S_{max} \cdot V_{КП min} \cdot 1000, \quad (11)$$

где $V_{КП min}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с.

Значение S_{max} берется из расчетов Q_2 .

Минимальный расход раствора Q_4 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{n max} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (12)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

$d_{n max}$ – максимальный внутренний диаметр насадки м.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Параметр	Значение параметра				
	0-30	30-722 (720)	722 (720)-2617 (2570)	2617 (2570)-4565 (4470)	3040-4430
Интервал, м					
Исходные данные					
D_0 , м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
K	0,65	0,3	0,5	0,3	0,3
K_k	1,3	1,3	1,37	1,1	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,14	0,11	0,1	0,1
V_m , м/ч	40	35	30	25	15
$d_{от}$, м	0,426	0,3239	0,2445	0,1461	0,1461
$d_{нmax}$, м	0,0238	0,0222	0,0206	0,0159	0,0159
n	1	9	6	10	9
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	0,75	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,2	1,15	1,15	1,16	1,16
ρ_n , г/см ³	2,08	2,2	2,3	2,28	2,7
Результаты проектирования					
Q_1 , л/с	123	37	34	9	9
Q_2 , л/с	146	107	63	26	24
Q_3 , л/с	179	160	203	148	148
Q_4 , л/с	14	118	73	94	84
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
$Q_{проект}$, л/с	14-179	37-160	34-203	9-148	9-148
Области допустимого расхода бурового раствора					
ΔQ , л/с	45	70	70	40	20

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя $D_{з0}$ в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{з0} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_0. \quad (13)$$

Выбираемый забойный двигатель должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на

преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент M_p определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\delta} \cdot G_{oc}, \quad (14)$$

где M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

$M_{y\delta}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_\delta \quad (15)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\delta} = Q + 1,2 \cdot D_\delta, \quad (16)$$

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 12 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 12 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Параметр		Значение параметра				
Интервал, м		0-30	30-722 (720)	722 (720)- 2617 (2570)	2617 (2570)- 4565 (4470)	3040-4430
Исходные данные						
D_δ	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5
G_{oc} , кН		39	78	78	78	39
Q , Н·м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
$D_{з\delta}$, мм		-	315	236	-	-
M_p , Н·м		-	4022	3046	-	-
M_o , Н·м		-	197	148	-	-
$M_{y\delta}$, Н·м/кН		-	49	37	-	-

Для интервалов 30-722 и 722-2617 запроектирован винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для

разрушения горной породы. Технические характеристики ВЗД представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	30-722 (720)	240	9,8	2362	30-75	90-255	10,6	99-283
ДРУ-240РС	722 (720)-2617 (2570)	240	9,8	2362	30-75	90-255	10,6	99-283

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Б.2 приложения Б.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение Q_{TK} с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (17)$$

где $Q_{КНБК}$ и $Q_{Б.Т.}$ – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице Б.3 приложения Б представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Результаты расчета бурильных колонн на прочность приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

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													
0-30 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	0	–	–	–	0,42	–	0,300	0,300	–	–	–
	Калибратор	490,0	100,0	–	–	–	1,15	–	0,560	0,860	–	–	–
	УБТ	245,0	100,0	–	–	–	12	0,3361	4,033	4,893	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	16,43	0,0312	0,513	5,406	1,95	>10	8,16
Кондуктор													
30-722 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,46	–	0,190	0,190	–	–	–
	Калибратор	390,5	–	–	–	–	0,75	–	0,130	0,320	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	9,8	–	2,362	2,682	–	–	–
	ЗТС	203,0	–	–	–	–	12	–	1,550	4,232	–	–	–
	УБТ	203,0	71,0	–	–	–	12	0,2230	2,676	6,908	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,1920	2,304	9,212	–	–	–
	Яс гидрав.	203,0	70,0	–	–	–	6,8	–	1,325	10,54	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,1920	2,304	12,84	–	–	–
БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	656,19	0,0312	20,49	33,33	1,43	7,17	3,62	

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Техническая колонна													
722-2617 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,39	–	0,082	0,082	–	–	–
	Калибратор	293,0	–	–	–	–	0,67	–	2,624	0,205	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	9,8	–	2,362	2,567	–	–	–
	ЗТС	203,0	–	–	–	–	12	–	1,550	4,117	–	–	–
	УБТ	203,0	71,0	–	–	–	12	0,2230	2,676	6,793	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,1925	2,310	9,103	–	–	–
	Яс гидрав.	203,0	70,0	–	–	–	6,8	–	1,325	10,43	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,1925	2,310	12,74	–	–	–
БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-162-95	2551	0,0312	79,65	92,39	1,31	2,59	1,73	
Эксплуатационная колонна													
2617-4565 Бурение КНБК №4	Долото	190,5	–	–	–	–	0,27	–	0,036	0,036	–	–	–
	Калибратор	189,0	–	–	–	–	0,5	–	0,050	0,086	–	–	–
	ЗТС	172,0	–	–	–	–	12	–	0,830	0,916	–	–	–
	УБТ	165,0	127,0	–	–	–	12	0,0570	0,684	1,599	–	–	–
	Калибратор	189,0	–	–	–	–	0,5	–	0,050	1,649	–	–	–
	УБТ	127,0	76,2	–	–	–	24	0,0729	1,750	3,399	–	–	–
	Калибратор	189,0	–	–	–	–	0,5	–	0,050	3,449	–	–	–
	УБТ	127,0	76,2	–	–	–	36	–	–	6,073	–	–	–
	Яс гидрав.	120,0	56,0	–	–	–	6,5	–	0,404	6,477	–	–	–
	УБТ	127,0	76,2	–	–	–	36	0,0729	2,624	9,102	–	–	–
	Калибратор	189,0	–	–	–	–	0,5	–	0,050	9,152	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-95	2548	0,0312	79,55	88,70	2,77	2,69	2,18
БТ	127,0	108,6	9,2	м	ЗП-165-83	1888	0,0328	61,90	150,60	0,81	1,82	1,53	

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Отбор керна													
3099-4524 Отбор керна КНБК №5	Долото	190,5	–	–	–	–	0,21	–	0,019	0,019	–	–	–
	Калибратор	189,0	–	–	–	–	0,5	–	0,050	0,069	–	–	–
	УБТ	127,0	76,2	–	–	–	24	0,0729	1,750	1,819	–	–	–
	Калибратор	189,0	–	–	–	–	0,5	–	0,050	1,869	–	–	–
	УБТ	127,0	76,2	–	–	–	18	0,0729	1,312	3,181	–	–	–
	Яс гидрав.	120,0	56,0	–	–	–	6,5	–	0,404	3,585	–	–	–
	УБТ	127,0	76,2	–	–	–	12	0,0729	0,875	4,460	–	–	–
	Калибратор	189,0	–	–	–	–	0,5	–	0,050	4,510	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	3П-162-95	2548	0,0312	79,55	84,06	2,86	2,84	2,16
	БТ	127,0	108,6	9,2	м	3П-165-83	1914	0,0328	62,73	146,79	0,80	1,87	1,54

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Под направление (0-30м), кондуктор (30-720 м) и техническую колонну (720- 2570 м) применяем полимер-глинистый буровой раствор.

Выбор данного типа раствора обусловлен тем, что в этой части разреза скважины присутствуют слабосцементированные песчаные породы, алевролиты, глины, аргиллиты, а также наблюдаются такие осложнения, как поглощения, осыпи и обвалы. Он предназначен для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях.

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

В интервале бурения под эксплуатационную колонну наблюдается большое число осложнений, высокие пластовые температуры. Разрез сложен преимущественно глинами, известняками, гравелитами, аргиллитами и песчаниками. Выбираем раствор на углеводородной основе (инвертная эмульсия), так как он инертен по отношению к активным глинистым породам и солям, а также имеет высокую термостабильность и обеспечивает минимальное воздействие на продуктивные пласты при их вскрытии.

В качестве утяжелителя применяется барит.

В качестве производителя химических реагентов выбрана нефтесервисная компания «Миррико».

Плотность бурового раствора считается по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \text{ кг / м}^3, \quad (18)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым[2].

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

L – глубина скважины по вертикали, м.

В таблице 15 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 15 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Интервал по вертикали, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	g, м/с ²	Плотность, г/см ³
0-30	1,17	0,3	30	9,81	1,17
30-720	1,13	7,1	720		1,13
720-2570	1,09	25,7	2570		1,112
2570-4470	1,07	47,3	4470		1,156

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения по интервалам представлены в таблицах 16-17.

Таблица 16 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 0-30 м, 30-720 м, 720-2570 м.

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг		
			Направление	Контакты	Техническая колонна
NaOH	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	23,3	123,44	229,92
Na ₂ CO ₃	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	46,6	246,87	459,83

Продолжение таблицы 16

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг		
			Направление	Кондуктор	Техническая колонна
Глиноporошok BENTOLUX API-AS	Структурoобразoвател	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1749,0	9257,65	17243,65
Оснопак-BO	Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	11,7	61,72	114,96
Atren-FK	Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	174,9	925,77	1724,36
Оснопак-НО	Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	291,5	1542,94	2873,94
Барит КБ-3	Утяжелитель	Регулирование плотности	12767,4	45671,09	85068,65

Таблица 17 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов раствора на углеводородной основе для бурения интервала 2570-4565 м.

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг
			Эксплуатационная колонна
1	2	3	4
Углеводородная биоразлагаемая жидкость (УБЖ)	Углеводородная основа	Дизельное топливо	311102,72
Ca(OH) ₂	Известь	Источник кальция	6666,49
Cleave FM	Эмульгатор	Стабилизация эмульсии	444,43

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
Основа БР-4	Гидрофобизатор	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора	444,43
Versamod	Регулятор реологии	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	888,86
НПП-20М	Понизитель фильтрации	Контроль фильтрации	666,65
Органобентонит Основа Медиум марки Э	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	3555,46
CaCO ₃	Закупоривающие материалы, кольматанты (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	22221,62
Барит КБ-3	Утяжелитель	Регулирование плотности	119996,77

Технологические параметры полимер-глинистого и раствора на углеводородной основе растворов приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра	
	полимерглинистый	РУО
Тип бурового раствора	полимерглинистый	РУО
СНС _{10 сек} , дПа	15	20
СНС _{10 мин} , дПа	30	70
Условная вязкость, с	20	50
Водоотдача, см ³ /30 мин	7	< 4
рН	8	-
П, %	< 1,5	-
ДНС, дПа	40	40
ПВ, сПз	12	25

В таблице Б.4 приложения Б представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 19-21 соответственно.

Таблица 19 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под направление									
0	30	бурение	0,193	0,024	центральная	1	22,2	115,8	425,6
Под кондуктор									
30	722	бурение	0,402	0,052	периферийная	9	9,5	99,3	424,6
Под техническую колонну									
722	2617	бурение	0,633	0,09	периферийная	6	19	36	54,1
Под эксплуатационную колонну									
2617	4565	бурение	1,768	0,134	периферийная	6	10	80,8	170,6
Под отбор керна									
3099	4524	Отбор керна	0,884	0,067	периферийная	9	5	107,7	151,5

Таблица 20 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	30	Бурение	УНБТ-950	2	0,95	140	309,7	1	100	22,4	44,8
30	722	Бурение	УНБТ-950	2	0,95	160	232,7	1	110	31,68	63,36
722	2617	Бурение	УНБТ-950	2	0,95	150	266	1	120	30,65	61,3
2617	4565	Бурение	УНБТ-950	2	0,95	140	309,7	1	85	19,04	38,08
3099	4524	Отбор керна	УНБТ-950	1	0,95	140	309,7	1	85	19,04	19,04

Таблица 21 – Распределение потерь давления 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	30	бурение	106,2	95,0	0	1,2	0	10
30	722	бурение	201,3	67	43,1	88,4	0,4	2,4
722	2617	бурение	261,6	8,8	41,8	198,1	3	10
2617	4565	бурение	245,9	44,8	0	153,2	37,9	10
3099	4524	Отбор керна	135,9	79,6	0	33,1	18,9	4,4

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервалов для отбора керна выбираем бурильную головку компании СП ЗАО «УДОЛ» У9-190,5/80 SC-3Т. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал (по стволу), м	Наименование керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/с
3099-3130, 3407-3438, 3776-3807, 3878-3909, 3981-4012, 4217-4247, 4494-4524	УКР-164/80	4,8	20	20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

В качестве продавочной жидкости применяется техническая вода ($\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$).

Согласно РД 39-00147001-767-2000 [3], при данных геологических условиях и возможных осложнениях необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению вода ($\rho_{буф.} = 1030 \text{ кг/м}^3$).

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^2$.

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{н тр} = 1820 \text{ кг/м}^2$.

Таблица 23 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором, м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	-	-	0-30	0-30
Кондуктор	0-620	0-622	620-720	622-722
Техническая колонна	220-2470	220-2517	2470-2570	2517-2617
Эксплуатационная колонна	2070-3670	2105-3745	3670-4470	3745-4565

2.4.1.1 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.

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

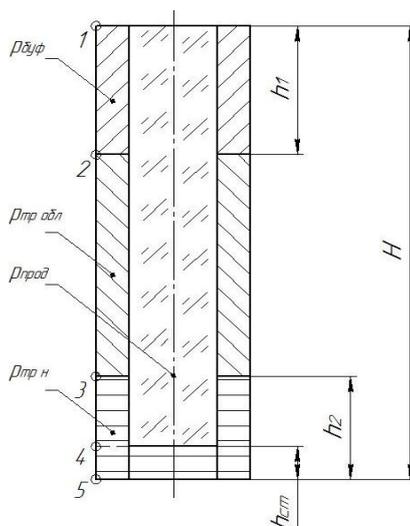


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации газовой скважины.

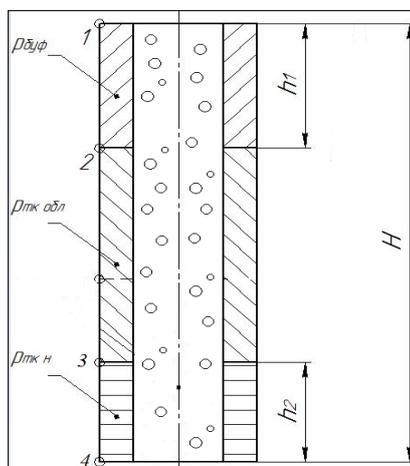


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации газовой скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 4.

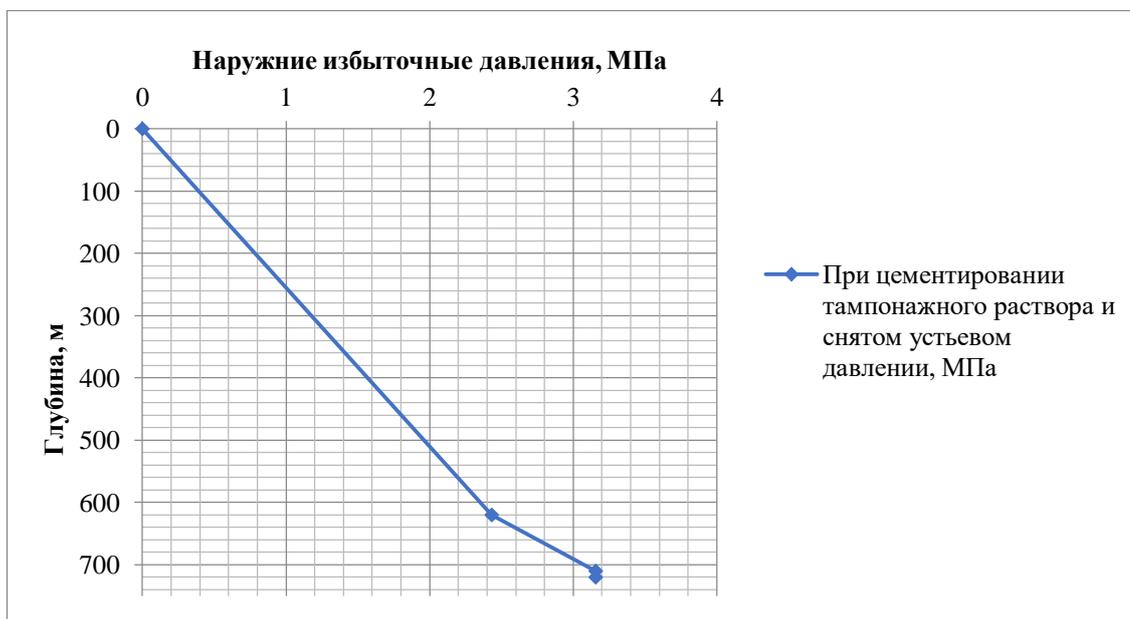


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 5.

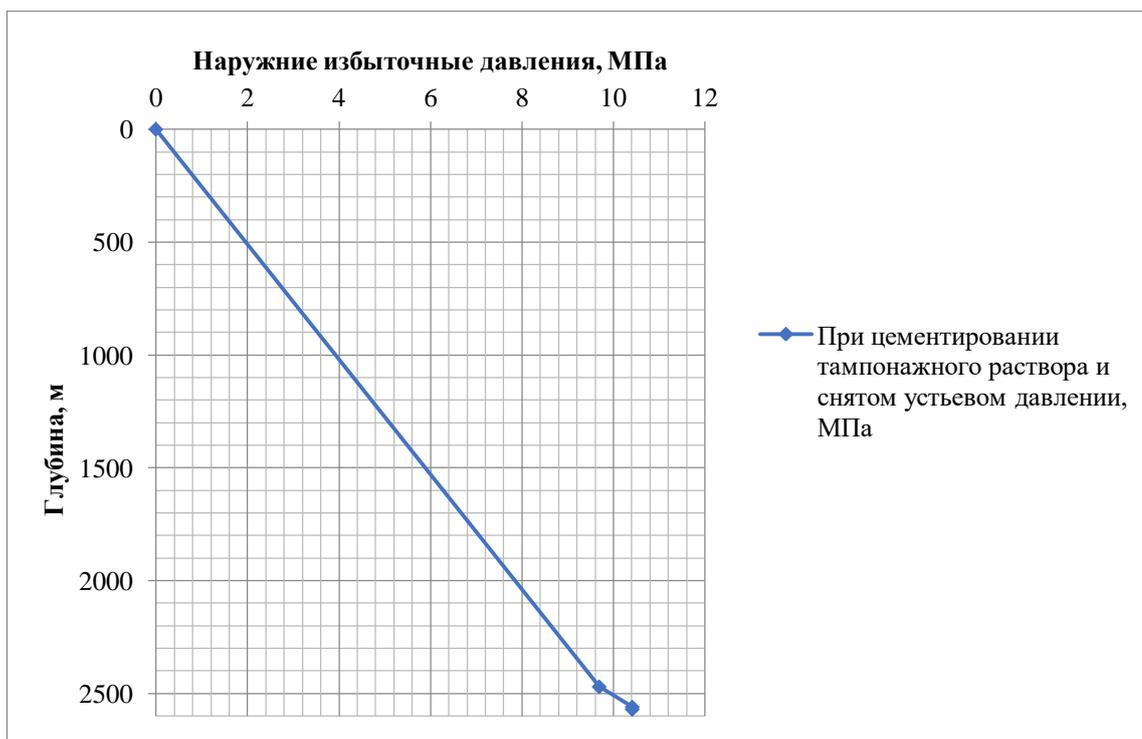


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении и в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 6 и 7.

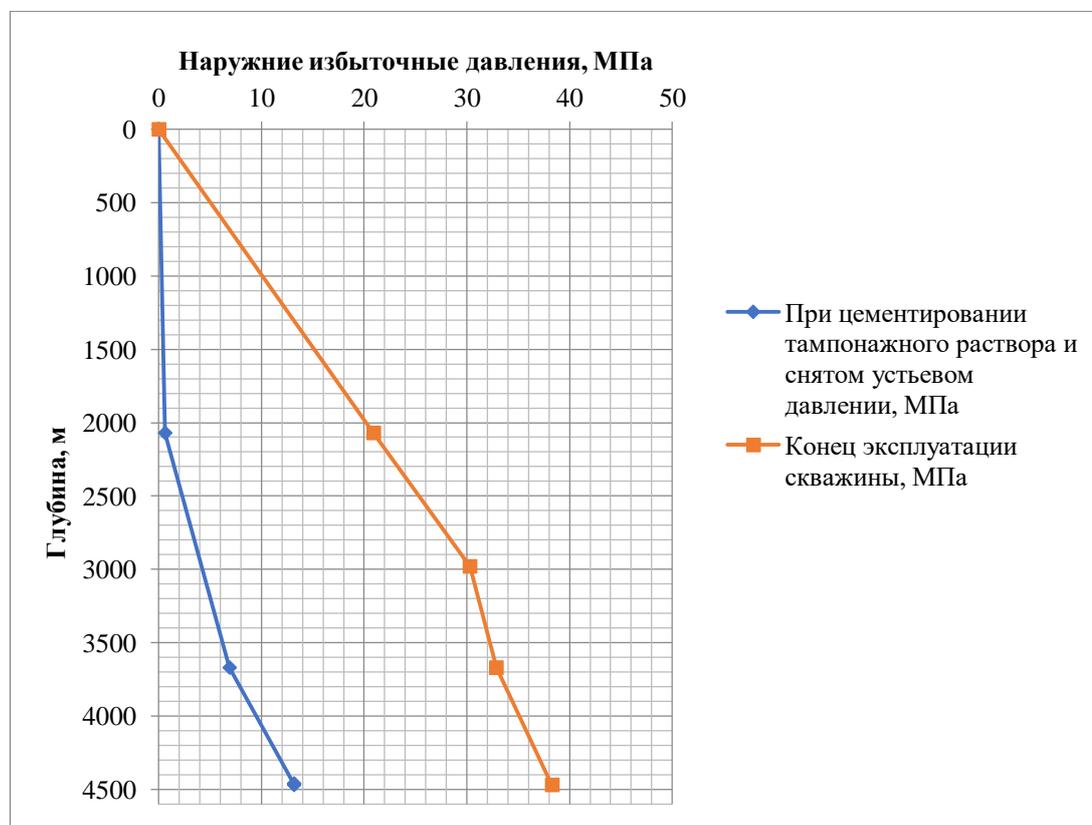


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны случай нефть



Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны случай газ

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

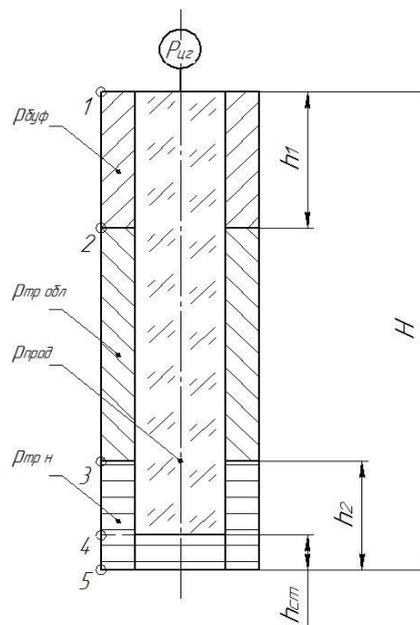


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

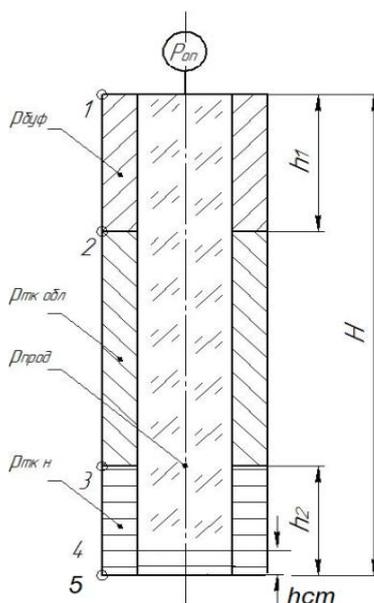


Рисунок 9 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 10.

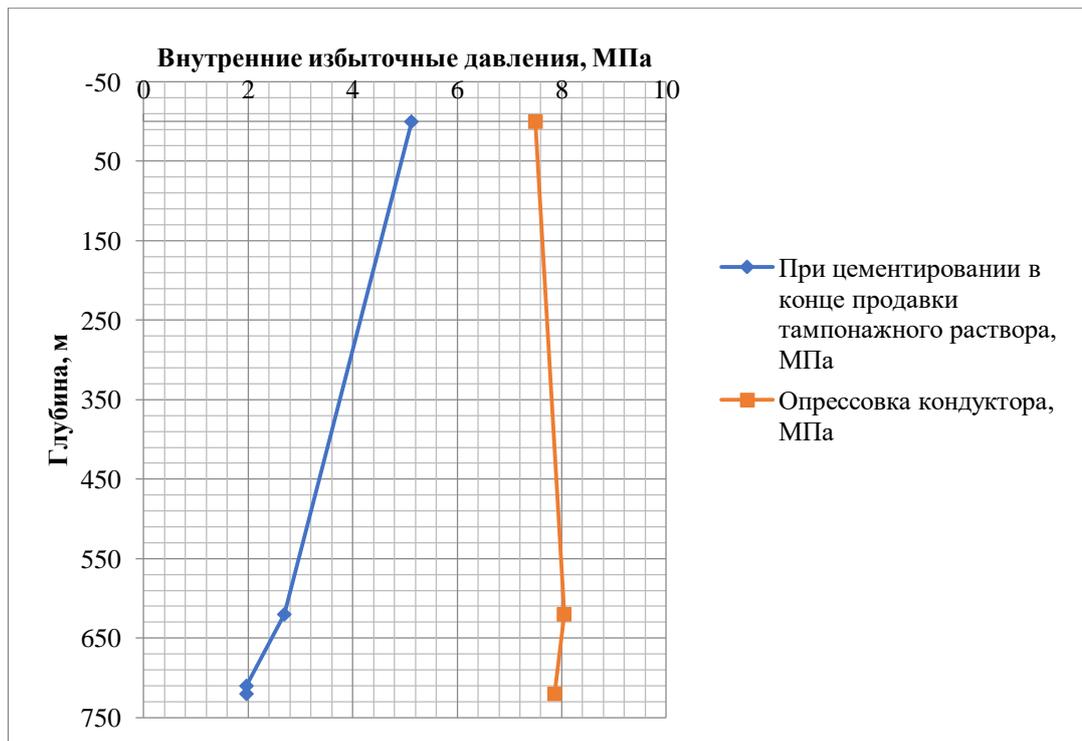


Рисунок 10 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора
 Результаты расчета внутренних избыточных давлений при
 цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного
 раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.



Рисунок 11 – Эпюры внутренних избыточных давлений для технической
 КОЛОННЫ

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 12.

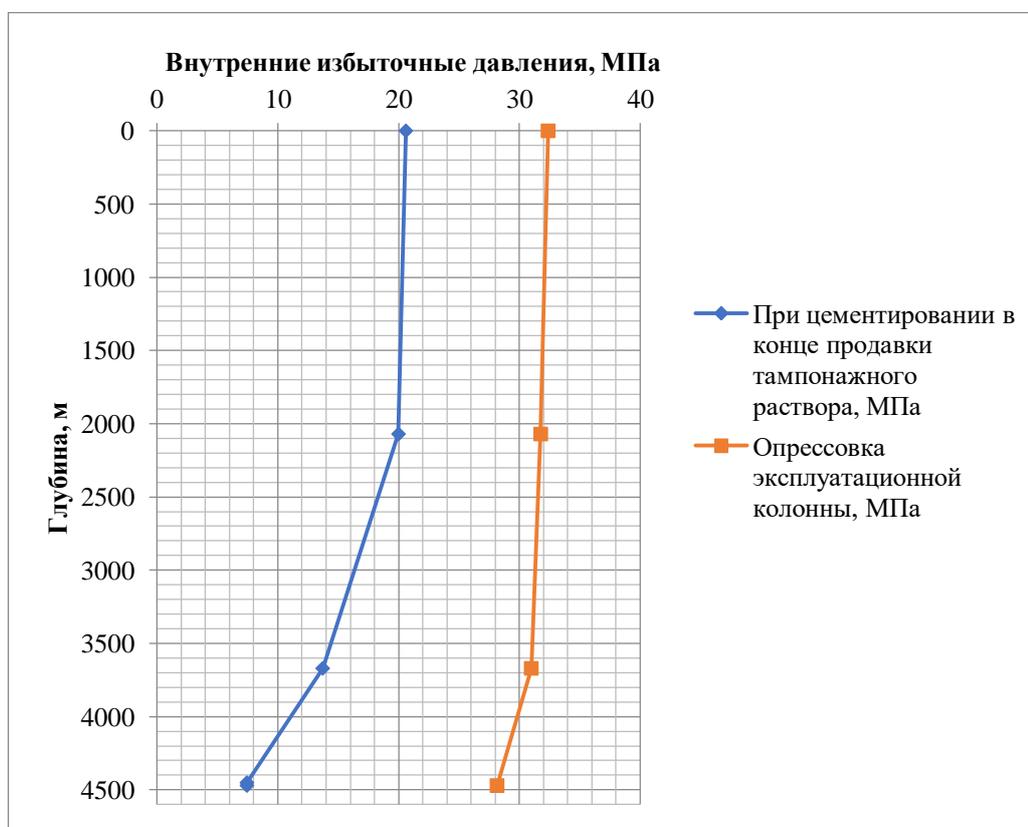


Рисунок 12 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Диаметр, мм	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
						1 м трубы	секций	суммарный	
Направление									
1	ОТТМ	426,0	Д	10	30	1,044	3132	3132	0-30
Кондуктор									
1	ОТТМ	323,9	Д	8,5	721,63	0,672	48493,54	48493,54	0-722
Техническая колонна									
1	ОТТМ	244,5	Д	8,9	2617,41	0,528	138199,3	138199,3	0-2617
Эксплуатационная колонна									
1	ОТТГ	146,1	Е	10,7	2025,3	0,36	72910,8	147078,8	4565-2587
2	ОТТГ	146,1	Е	8,5	2540	0,29	74168		2587-0

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для улучшения качества процессов спуска, а также цементировании обсадных колонн, принимаем следующую запроектированную технологическую оснастку обсадных колонн, представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 426	БКМ-426 (НЕФТЕМАШ)	30	30	1	1
	ЦКОДМ-426 (НЕФТЕМАШ)	20	20	1	1
	ПЦ-426/490 (НЕФТЕМАШ)	30	30	1	4
		25	25	1	
		0	25	2	
ПРП-Ц-426 (НЕФТЕМАШ)	30	30	1	1	
Кондуктор, 323,9	БКМ-324 (НЕФТЕМАШ)	720	720	1	1
	ЦКОДМ-324 (НЕФТЕМАШ)	710	710	1	1
	ЦТГМ-324/394 (НЕФТЕМАШ)	720	720	1	21
		715	715	1	
		70	715	16	
		30	60	3	
	ПЦ-324/394 (НЕФТЕМАШ)	0	30	3	3
ПРП-Ц-324 (НЕФТЕМАШ)	710	710	1	1	
Техническая, 244,5	БКМ-245 (НЕФТЕМАШ)	2570	2570	1	1
	ЦКОДМ-245 (НЕФТЕМАШ)	2560	2560	1	1
	ЦТГ-245/295 (НЕФТЕМАШ)	2570	1554	1	51
		2565	1550	1	
		760	2570	45	
		720	760	4	
	ПЦ-245/295 (НЕФТЕМАШ)	680	720	4	22
		20	680	16	
0		20	2		
ПРП-Ц-245 (НЕФТЕМАШ)	2560	2560	1	1	

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6
Эксплуатаци-онная, 146,1	БКП-Вр-146	4470	4470	1	1
	ЦКОДУ-146	4460	4460	1	1
	ПЦ-2-146/190	4465	4470	2	3
		4440	4465	1	
	ЦТГ-146/190	4430	4440	3	92
		4160	4430	9	
		4130	4160	3	
		3930	4130	7	
		3900	3930	3	
		3830	3900	3	
		3800	3830	3	
		3730	3800	3	
		3700	3730	3	
		3370	3700	11	
		3340	3370	3	
		3070	3340	9	
		3040	3070	3	
		2600	3040	15	
	2540	2600	6		
	2070	2540	10		
	ПЦ-2-146/190	2030	2070	4	46
		20	2030	40	
		0	20	2	
ПРП-Ц-Н 146	4470	4470	1	1	
ПРП-Ц-В 146	4460	4460	1	1	

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.4.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гп}, \quad (19)$$

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

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

$P_{гп}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (20)$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{н\ тр}$, $\rho_{тр\ обл}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были определены в подразделе «Расчет обсадных колонн на прочность».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L, \quad (21)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м (таблица 26)

L – длина скважины по стволу, м;

Таблица 26 – Гидравлические сопротивления в затрубном пространстве при цементировании

Параметр	Значение параметра		
Диаметр колонны, мм	219 и выше	140-194	114-127
Коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м	0,00065	0,0013	0,0008

Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора

Параметр	Эксплуатационная колонна
$P_{гс\text{ кл}}$, МПа	57,17
$P_{гд\text{ кл}}$, МПа	5,93
$P_{гр}$, МПа	69,23
Проверка условия	63,11 < 65,82 (условия выполняется)

На интервале эксплуатационной колонны условия выполняются, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

2.4.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

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

$$V_{б.ж.} = S_{к.п.о.с.} \cdot V_{в.л.} \cdot t, \quad (22)$$

где $S_{к.п.о.с.}$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе, м²;

$V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (0,5–0,8 м/с);

t – время контакта, с (принимается равным 600÷720).

$$S_{к.п.о.с.} = \pi \cdot (D_{эк\delta}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) / 4, \quad (23)$$

где $D_{эк\delta}$ – диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну, м;

$D_{экн}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны, м;

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины, определяемый следующим образом.

Объем тампонажного раствора $V_{ТР}$ (в м³) определяется как сумма объема кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объема кольцевого пространства между стенками

скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{mp} = \pi \cdot [(D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эк вн 1}^2 \cdot l_{ст}] / 4, \quad (24)$$

где L_1 – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{эк вн 1}$ – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

$l_{ст}$ – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

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

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

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot (d_{эк вн}^2 \cdot L - d_{эк вн 1}^2 \cdot h_{ст}) / 4, \quad (25)$$

где $k_{прод}$ – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (в среднем составляет $1,03 \div 1,05$);

$d_{эк вн}$ – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов

Общая масса сухого тампонажного материала для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{сух} = (K_{ц} \cdot \rho_{mp} \cdot V_{mp} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (26)$$

где $K_{ц}$ – коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах, берется в пределах $1,03 \div 1,05$;

m – водоцементное отношение, определяемое лабораторным путем.

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

$$V_6 = K_6 \cdot G_{\text{сyx}} \cdot m, \quad (27)$$

где K_6 – коэффициент, учитывающий потери воды, принимается равным 1,08÷1,10.

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать нитрилотриметилфосфовую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

Результаты расчета объемов необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
1	2		3	4	5	6
Эксплуатационная колонна						
Буферная жидкость	8,64	6,92	1030	6,85	МБП-МВ	103,73
		1,72		1,63	МБП-СМ	121,02
Продавочная жидкость	59,42		1000	59,42	Техническая вода	–
Облегченный тампонажный раствор	37,96		1400	33,01	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	26127
					НТФ	15,56
Нормальной плотности тампонажный раствор	15,01		1820	10,29	ПЦТ - II - 100	19854
					НТФ	6,15

2.4.3.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (28)$$

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

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин по формуле (28) ведется для каждого цемента отдельно.

В таблице 29 представлены результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования.

Таблица 29 – Результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования

Интервал	Количество цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора	Количество цементосмесительных машин для тампонажного раствора нормальной плотности
Направление	–	1
Кондуктор	3	1
Техническая колонна	3	1
Эксплуатационная колонна	3	1

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 13.

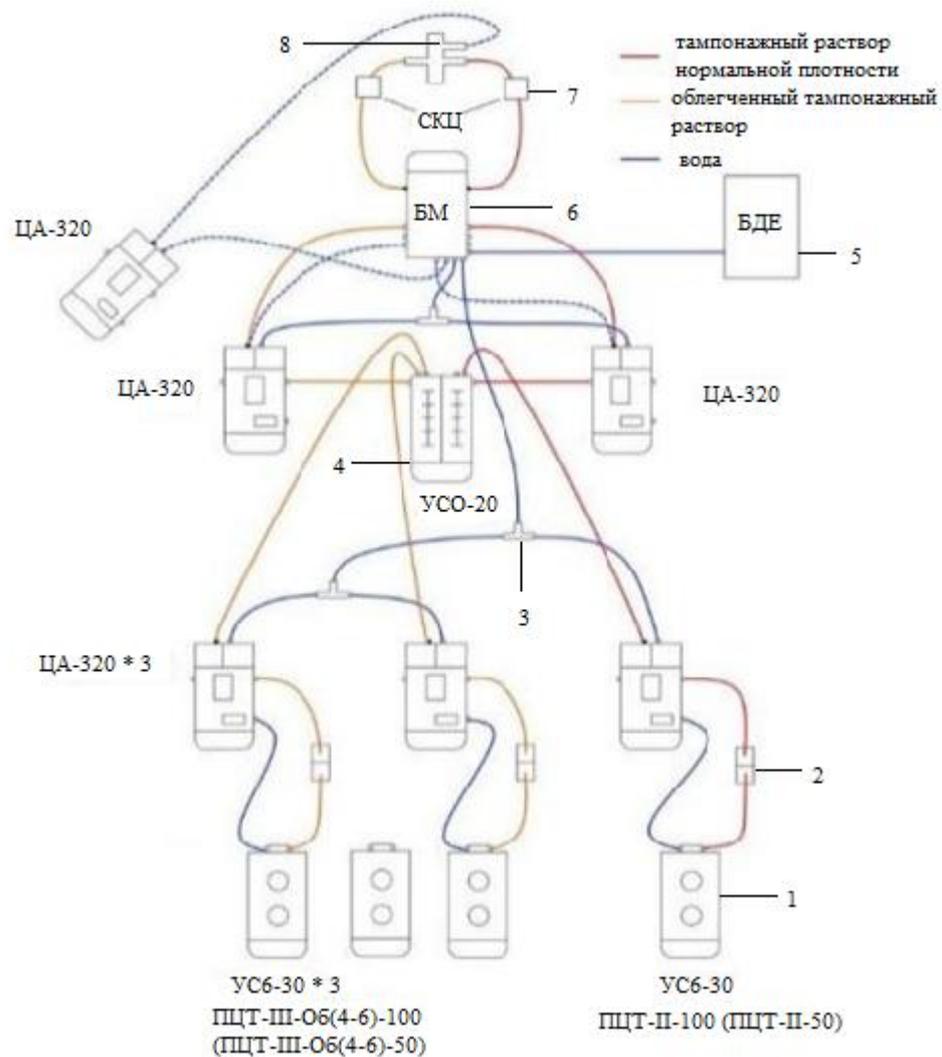


Рисунок 13 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения; 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УС6-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементировочная головка.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

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

Для предотвращения набухания глин и в последствии кольматации призабойной зоны пласта целесообразно использовать жидкость глушения на основе хлористого калия KCl.

Плотность жидкости глушения определяется для газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 29.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 0,108 \cdot 4470}{9,81 \cdot 4470} = 1156 \text{ кг/м}^3 \quad (29)$$

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 31[2].

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{вн}^{168,3} + V_{вн}^{139,7}) \quad (30)$$

где $V_{вн}^{168,3}$ – внутренний объём цементируемой части комбинированной ЭК;

$V_{вн}^{139,7}$ – внутренний объём не цементируемой части комбинированной ЭК.

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}) = 2 \cdot (33,25 + 24,74) = 115,98 \text{ м}^3.$$

2.4.4.2 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).

Поскольку скважина является газовой и устьевое давление достигает 32,37 МПа – принимаем фонтанную арматуру по типовой схеме 6, с автоматическим управлением, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 35 МПа: арматура фонтанная АФ6-80/65х35.

Схема запроектированной фонтанной арматуры представлена на рисунке 14.

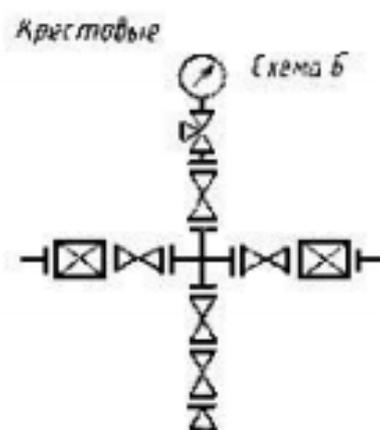


Рисунок 14 – Схема 6 крестовой фонтанной арматуры

2.4.4.3 Выбор типа перфоратор и расчет количества рейсов

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

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

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

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

Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта. Технические характеристики перфорационной системы предоставлены в таблице 30.

Таблица 30 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
30	НКТ	Кумулятивная	ORION 102КЛ	20	Ограничивается тех. характеристиками ГНКТ (при использовании гибких НКТ)

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 5000/320 ЭУК-1М. При проведении расчетов также учитывается проектируемый силовой верхний привод от предприятия SLC Group, масса которого составляет 14,5 т. Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ 5000/320 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны с СВП, тс ($Q_{\text{бк}} + Q_{\text{свп}}$)	149,28	$[G_{\text{кр}}] \times 0,6 \geq Q_{\text{бк}} + Q_{\text{свп}}$	192 > 164,25
Максимальный вес обсадной колонны с СВП, тс ($Q_{\text{об}} + Q_{\text{свп}}$)	147,08	$[G_{\text{кр}}] \times 0,9 \geq Q_{\text{об}} + Q_{\text{свп}}$	288 > 161,58
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{\text{пр}}$)	194,1	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{пр}} \geq 1$	320/194,7 = 1,64 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{\text{кр}}$)	320		

3 Анализ технологий зарезки боковых стволов скважин и решения проблем при проектировании

3.1 Обоснованность применения боковых стволов при разработке нефтяных и газовых месторождений

Бурение бокового ствола – один из самых эффективных способов, позволяющий повысить дебит ранее бездействующих скважин и коэффициент извлечения нефти и газа из пород-коллекторов, возвратив старые скважины в активный фонд.

Зарезка дополнительных стволов позволяет разрабатывать зоны продуктивных пластов, которые раньше были недоступны по различным технологическим и геологическим причинам. Данный метод позволяет сохранить скважину и уменьшить траты на разработку месторождений. Фонд бездействующих скважин среди Российских компаний по годам представлен на рисунке 15.

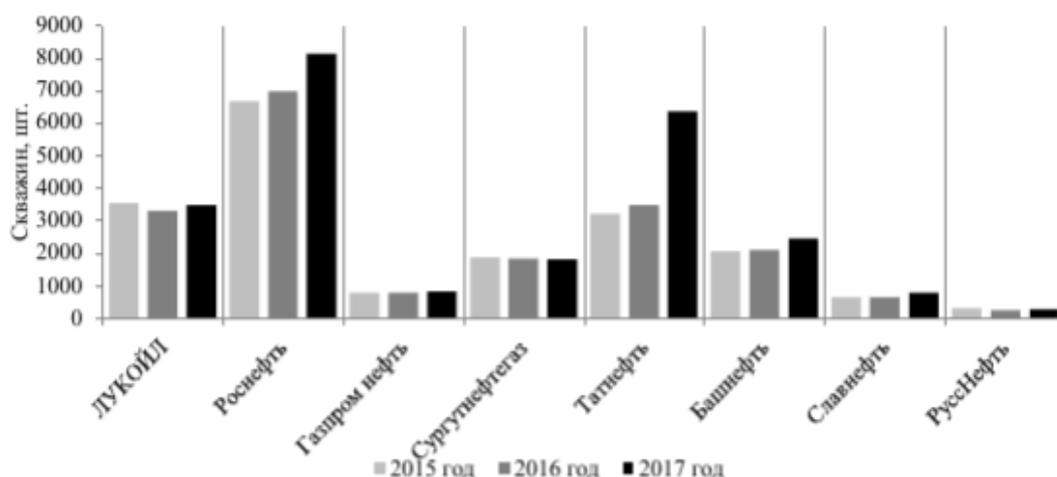


Рисунок 14 – Количество бездействующих скважин среди Российских компаний

Буровые работы проводятся в соответствии с индивидуальным планом работ по зарезке и бурению бокового ствола из недействующей или обводненной скважины, в который закладываются технико-технологические решения.

Бурение боковых стволов проводится в соответствии с технологическими решениями проектной документации на разработку, учитывая состояния структуры текущих остаточных запасов.

Выделяют следующие цели ЗБС:

1. Вывод бездействующей скважин на режим работы.
2. Проработка краевых зон месторождения.
3. Повышение интенсивности добычи из пород-коллекторов с малой проницаемостью.
4. Уменьшение количества обводненной продукции.
5. Отклонение от зоны обводнения.
6. Доразведка, переход на нижележащие пласты.

Таким образом, боковые стволы стоит проектировать при разработке нефтегазовых месторождений, так как это позволяет:

1. Повысить коэффициент нефтеотдачи в результате уплотнения сетки скважин;
2. Начать разрабатывать осложненные зоны залежей флюидов;
3. Остановить падение темпа добычи нефти;
4. Уменьшить материальные и финансовые траты;
5. Значительно снизить расходы на экологические мероприятия;
6. Сохранить рабочие места и повысить отчисления в бюджеты;

Бурение дополнительного ствола в бездействующей скважине считается лучшим техническим решением, если имеется обоснование целесообразности вскрытия продуктивного горизонта горизонтальным или наклонным стволом. Проектирование бокового ствола менее затратно по сравнению с сооружением новой эксплуатационной скважины, а также уже имеются каротажные и керновые данные о пластах, результаты их эксплуатаций и испытаний, так как траектория бокового ствола в непосредственной близости старой скважины.

3.2 Анализ способов резки бокового ствола

3.2.1 Вырезание окна в обсадной колонне

Создание щелевидного окна в обсадной колонне выполняется фрез–райберами, имеющими конструктивные особенности, вместе с клин-отклонителем.

Фрез–райберы – режущие инструменты, необходимые для создания окна в обсадной колонне.

Они бывают профильные, предназначенные для поэтапного вырезания окна, а также универсальные, которые формируют полнопрофильное окно за один рейс.

Комплект фрез–райберов для поэтапного вырезания обсадной колонны состоит из следующих профильных фрез:

– оконная фреза – используется для начальной резки обсадной колонны, представлена на рисунке 15.

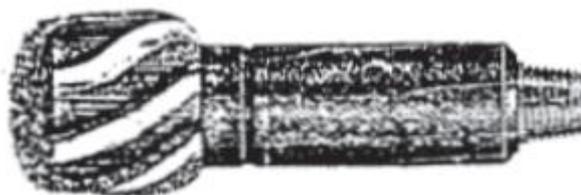


Рисунок 15 – Оконная фреза

– колонный фрез – формирует полный профиль окна, представлен на рисунке 16.



Рисунок 16 – Колонный фрез

– верхний райбер - необходим для калибровки и расширения окна, представлен на рисунке 17.



Рисунок 17 – Верхний райбер

Клин–отклонитель обеспечивает необходимое отклонение фрез–райбера от оси скважины во время вырезания окна в обсадной колонне и прохождение в боковой ствол хвостовика, а также разных устройств и приборов, необходимых в процессе бурения. Компоновка в сборке для проведения ЗБС представлена на рисунке 18.



Рисунок 18 – Компоновка для резки бокового ствола

Для оптимальной работы нужно зафиксировать отклоняющее устройство в окружном и осевом направлении в обсадной колонне. Клин–отклонитель включает в себя два основных узла: клин с наклонной рабочей поверхностью и фиксирующий узел. В зависимости от вида фиксирующего узла, клин–отклонители делятся на стационарные и извлекаемые. Вторые чаще всего применяются при сооружении многозабойных скважин. Фиксирующий узел имеет гидравлический или механический привод. Последовательность процесса вырезания окна представлена на рисунке 19.

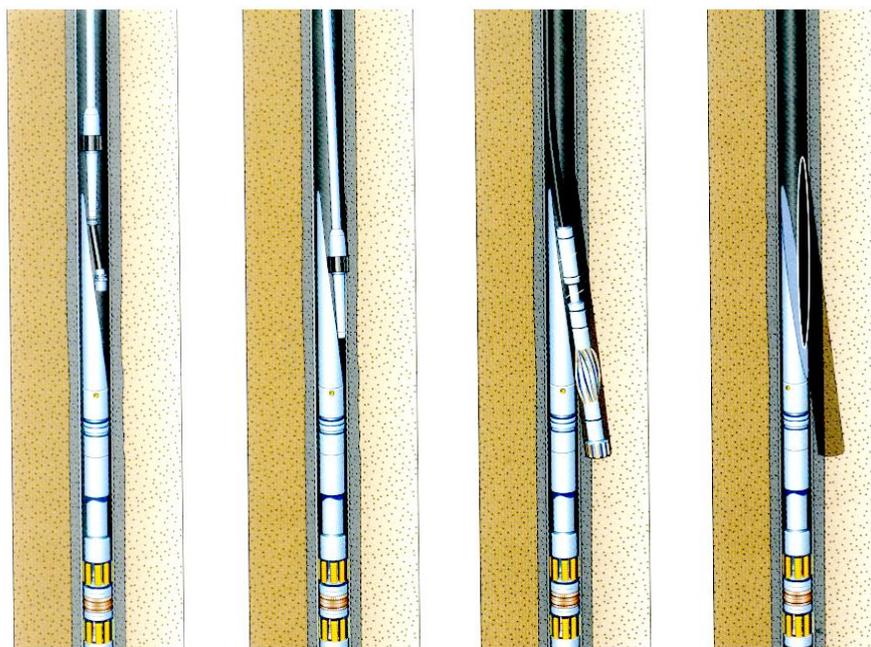


Рисунок 19 – Процесс вырезания окна

Недостатки данного метода заключаются в:

- слабая фиксация клина в ЭК;
- проворачивание и проседание, в результате которых возникают проблемы с проходом через окно компоновки;
- слом фрез в процессе вырезания окна, который, по статистике, встречается чаще, чем при использовании универсальных вырезающих устройств;
- привлечение узконаправленных специалистов, которые имеют навык работ с данным оборудованием.

К достоинствам вырезания окон с помощью клиньев относится:

- время для вырезания окна значительно уменьшаются;
- прохождение интервала сборкой фрезеров позволяет проверить выполнение получившегося окна на качество;
- есть возможность расширить вырезанный интервал, что проблемно сделать при использовании универсальных вырезающих устройств.

3.2.2 Вырезание части эксплуатационной колонны

Удаление части эксплуатационной колонны выполняется с использованием универсального вырезающего устройства (УВУ), которое изображено на рисунке 20.



Рисунок 20 – Универсальное вырезающее устройство УВУ

УВУ – это устройство с раздвижными резцами, приводящееся в рабочее состояние в результате перепада давления, который возникает в процессе прокачки через устройство технической воды или БР, и вращения колонны бурильных труб с помощью ВЗД или ротора.

Устройство спускают в скважину с помощью бурильных труб до места вырезания ОК, которое должно быть выбрано ниже муфтового соединения не менее чем на 0,5 м. Затем запускают буровой насос и ротор.

Для предотвращения «протирания» обсадной колонны разрешена работа райберов и универсальных вырезающих устройств совместно с ВЗД, среди которых рекомендован двигателя Д-127, имеющий спаренные рабочие органы.

Последовательность процесса вырезания части эксплуатационной колонны представлена на рисунке 21.



Рисунок 21 – Вырезание части эксплуатационной колонны

Недостатки использования УВУ заключаются в:

- большие временные и трудовые затраты;
- повышенные износ резцов, которые приходится часто менять (3-4 комплекта);
- отсутствие возможности контроля качества вырезания окна фрезами.

К преимуществам применения УВУ относится:

- Устойчивый переход в новый ствол через окно из обсадной колонны.
- Отсутствие осложнений, связанных с прохождением компоновок через окно, если труба была вырезана полностью с помощью вырезающего устройства.

- Возможен проход в любом направлении через окно в ЭК. Допускается бурение с различными показателями как зенитного угла (падение, рост или стабилизация), так и азимутального.

- Применение технологии УВУ является более финансово выгодным решением, так как устройство можно использовать в других скважинах после процедур ремонта и ревизии.

Подводя итоги, можно сделать вывод, что наилучшим способом бурения бокового ствола является метод вырезания окна в обсадной колонне в случае, если необходимо в кратчайшие сроки пробурить скважину с горизонтальным профилем, так как данная технология менее продолжительная по времени проведения работ по сравнению с вырезанием части эксплуатационной колонны с помощью УВУ. В случае, если возникнут сложности с зарезкой окна, возможно проведение работ по вырезанию части ЭК.

3.3 Анализ возможных осложнений и методы их решения

3.3.1 Аварии при проектировании и сооружении бокового ствола

Проектирование горизонтального ствола является общепризнанной технологией, эффективно повышающий показатели нефтеотдачи. Но во время вырезания и крепления бокового ствола возможны осложнения, которые возникают в результате некачественного шаблонирования интервала под эксплуатационную колонну, наличия зон загрязнения, отсутствия цемента в интервале зарезки окна за обсадной колонной, высокие коэффициенты кавернозности ствола, а также нарушения режимов фрезерования при сооружении технологического кармана.

В процессе установки обратного клапана и вырезания окна в обсадной колонне возможно возникновение осложнений, таких как:

- непрохождение и преждевременное закоривание ОК во время спуска в эксплуатационную колонну;
- отворот или слом частей компоновки во время фрезирования окна в обсадной колонне;
- углубление по наружной стенке обсадной колонны из-под вырезанного окна;
- потеря окна при бурении бокового ствола;
- неправильно запроектированное место для зарезки БС.

Во время работы инструментов и устройств по зарезке могут возникнуть такие осложнения, как:

- обрыв и оставление внутри скважины элементов КНБК, бурового инструмента и бурильных труб;
- слом по замковым соединениям, телу или по сварным швам бурового оборудования;
- развенчивание или срыв резьбы различных элементов КНБК;
- падение бурильных труб в скважину или бурового инструмента;

– неисправность оборудования для спуско-подъемных операций.

Диаграмма наиболее распространенных причин возникновения осложнений во время ЗБС представлена на рисунке 22.



Рисунок 22 – Диаграмма распределения причин осложнений при зарезке бокового ствола

3.3.2 Решение технологических проблем при зарезке боковых стволов

Искривление необсаженного ствола в процессе бурения бокового ствола реализуется с помощью установки отклоняющего устройства (клина), вырезанию окна в обсадной колонне и последующего направлено-направленного бурения за один рейс. Производится надежная и точная установка начальной точки в нижней области последней обсадной колонны, после чего бурят наклонно-направленный интервал и закрепляют боковой ствол за одну спуско-подъемную операцию без установки цементного моста.

Предложенный комплекс технологических решений необходим для увеличения эксплуатационной надежности, успешного сооружения боковых стволов, снижения количества СПО, а также материалов для вырезания окна в обсадной колонне. Он содержит шесть основных компонентов, а именно:

1. Особенная конструкция металлического пакера с гидравлическим трехосным комплексом, который устанавливается с целью его закрепления в

трех точках ствола, для предотвращения поперечных и осевых смещений во время бурения бокового ствола;

2. Стальной отражатель, плоскость которого наклонена на два градуса, обеспечивает точный вход в искривленный интервал профиля, необходимую поддержку компоновки, а также позволяет управлять направлением бурения с целью изменения траектории ствола скважины;

3. Рабочий орган с масляным резервуаром, позволяющим установить гидравлический пакер через колонну НКТ;

4. Многорежимный перепускной клапан, обеспечивающий обход клин-отклонителя буровым раствором во время спуска (в данной последовательности цикла клапан закрыт, чтобы произвести расклинивание гидравлического пакера через колонну насосно-компрессорных труб);

5. Возможность закрепить долото вверху конструкции с целью дальнейшего бурения после того, как была сориентирована данная компоновка в открытом стволе и установлен пакер;

6. При необходимости герметизации ствола скважины в нижней точке окна: проведение дополнительной спуско-подъемной операции с целью установки комплекта и цементирования.

Расширяющийся пакер способен выдержать температуру до 200 °С и содержит стопор, который позволяет оставаться пакеру расклиненным после установки. Так как в вырезании части эксплуатационной колонны нет необходимости, данная система обеспечивает более быстрые темпы работ в стволе и минимизирует риски повреждения пакера. Система увеличивает срок службы ВЗД и долот в, сводя вибрации на минимум.

Так же для оптимизации технологий бурения боковых стволов применяются следующие пути совершенствования:

1. Сооружение дополнительных стволов с большим диаметром, с целью увеличить толщину цементного кольца за колонной и площади зоны фильтрации.

2. Применение особых расширяющихся тампонажных растворов при цементировании хвостовика, обеспечивающий плотный контакт цементного камня и обсадных труб с горными породами открытого ствола.

3. Надежное крепление хвостовиков при проектировании каналов, связывающих пласт и скважину, и при увеличении нефтеотдачи за счет использования щадящих методов при вторичном вскрытии продуктивных горизонтов, которые исключают повышенные нагрузки на цементное кольцо.

Заключение

Современные технологии, появившиеся несколько десятилетий назад, поспособствовали тому, что самые предприимчивые компании приняли решение о необходимости вернуть к работе старые скважины. Все инновационные технические решения направлены на оптимизацию дебита и финансовых показателей, поэтому сервисные компании активно участвуют в реализации данных целей.

Возрождение старых скважин с целью вывода их на режим работы уже давно активно применяется. Еще в 50-е года, в старых скважинах сооружали боковые стволы для того, чтобы избежать зоны загрязнения пласта и другие проблемные зоны, сохраняя деньги по сравнению с рассчитанными проектами на сооружение новых скважин. Увеличение рынка технологий для бурения дополнительных стволов возникло в результате усовершенствования способов заканчивания и бурения скважин.

Зарезка боковых ответвлений уменьшает стоимость сооружения горизонтальных скважин. Помимо повышения производительности, бурение дополнительных стволов позволило отбирать флюиды из ранее не задействованных областей. Многоствольные скважины способствуют уменьшению процессов кольматации коллекторов, а ранее недостижимые области пластов начинают разрабатываться. Также, если присутствует газовая шапка или краевая вода, горизонтальные скважины значительно увеличивают дебит, по сравнению с вертикальными.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ООО «Газпром бурение» было создано в мае 1997 года в результате объединения специализированных управлений буровых работ, входивших в состав газодобывающих предприятий ПАО «Газпром».

В состав новой компании вошли старейшие опытные предприятия по строительству скважин в различных геологических и климатических условиях, что дало возможность перераспределения в соответствии с производственной необходимостью буровых мощностей и кадрового потенциала между филиалами в разных регионах РФ.

В состав ООО «Бургаз» (сегодня ООО «Газпром бурение») вошло пять филиалов: «Кубаньбургаз» (Краснодарский край, основан в 1944 г.), «Севербургаз» (Республика Коми, основан в 1946 г.), «Оренбургбургаз» (Оренбургская область, основан в 1970 г.), «Тюменбургаз» (ЯНАО, основан в 1979 г.), «Астраханьбургаз» (Астраханская область, основан в 1985 г.).

Всего за 1997-2013 годы компанией было пробурено более 7 млн. метров горных пород, закончены строительством 3669 скважин. По результатам разведочного бурения были построены 409 скважин с суммарной проходкой более 1,2 млн метров, что позволило открыть 25 новых месторождений и 64 новые залежи на открытых ранее месторождениях [13].

4.1.2 Организационная структура предприятия

ООО «Газпром бурение» - генеральный подрядчик ПАО «Газпром» по строительству скважин на месторождениях и площадях полуострова Ямал, Восточной Сибири, Дальнего Востока и Приразломного месторождения в Печорском море. Среди партнеров ООО «Газпром бурение», помимо ПАО «Газпром», крупнейшие российские газо-нефтедобывающие компании, такие как ОАО «НК Роснефть», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Газпром нефть», ПАО АНК «Башнефть», ЗАО «Независимая нефтяная компания» и другие.

ООО «Газпром бурение» имеет пять производственных филиалов: «Уренгой бурение», «Краснодар бурение», «Астрахань бурение», «Ухта бурение», «Оренбург бурение», Представительство в г. Санкт-Петербурге и три дочерних общества:

1. ПАО «Подзембургаз», осуществляющее деятельность по подготовке структур для создания подземных хранилищ газа
2. ООО «Управление технологического транспорта и специальной техники – Бурсервис», отвечает за транспорт (грузоперевозки, обслуживание);
3. ООО «Национальный буровой сервис»

Схема организационной структуры представлена на рисунке 23.

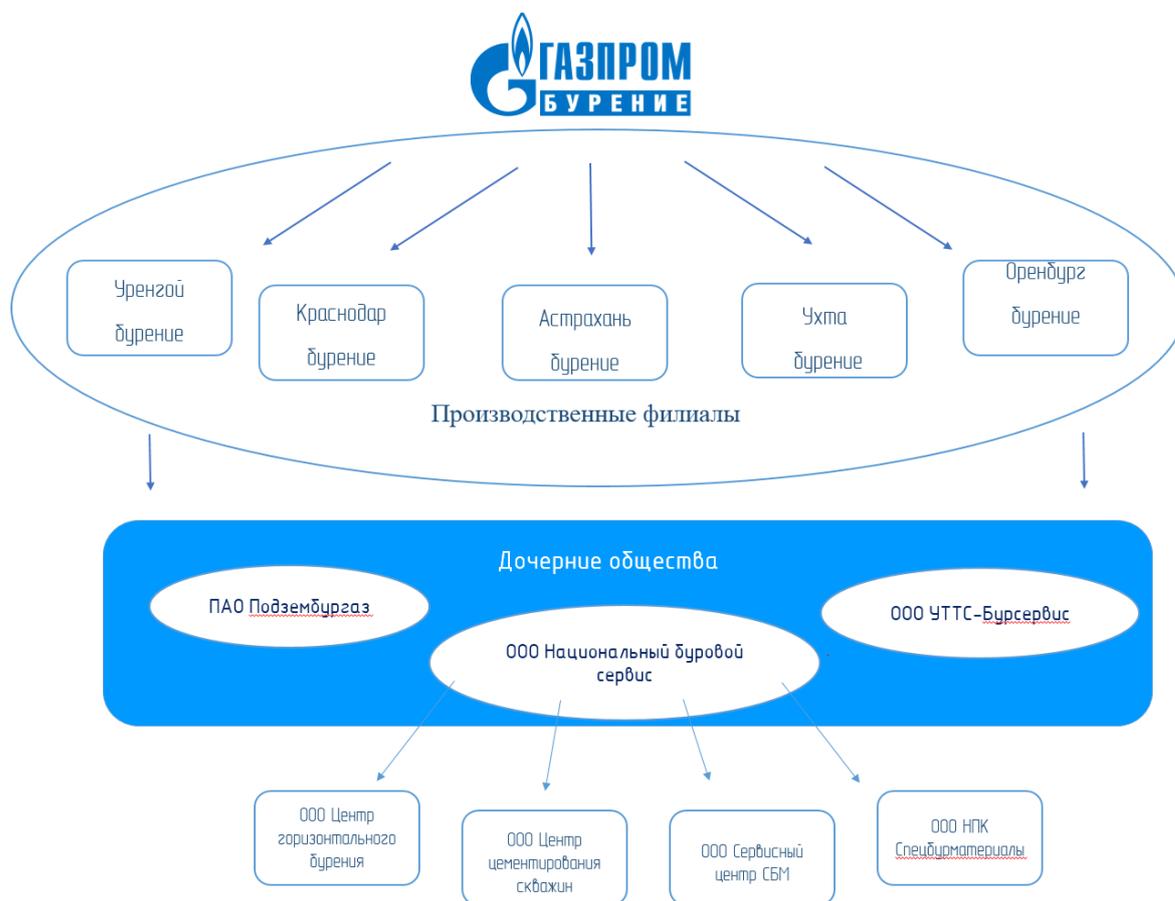


Рисунок 23 – Организационная структура «Газпром бурение»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \quad (32)$$

где: $T_{Б1}$ - норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (33)$$

$$N_{\text{под}} = \frac{N_{\text{сп}} + (n \cdot h)}{L}, \quad (34)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{(N_{\text{сп}} \cdot T_{1\text{св}})}{60}, \text{ час}, \quad (35)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{(N_{\text{под}} \cdot T_{1\text{св}})}{60}, \text{ час}, \quad (36)$$

где: $N_{\text{сп}}$, $N_{\text{под}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{\text{сп}}$, $T_{\text{под}}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{\text{св}}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи, час.

4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.

После определения продолжительности цикла строительства скважины, необходимо определить следующие скорости:

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час}, \quad (37)$$

где: H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{\text{СПО}})}, \text{ м / час}, \quad (38)$$

где: $t_{\text{сно}}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле:

$$V_K = \frac{(H \cdot 720)}{T_K}, \text{ м / ст.мес} \quad (39)$$

где: T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине, которая определяется формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n}, \text{ м,} \quad (40)$$

где: n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Результаты расчета нормативной карты представлены в таблице В.1 приложения В [14;15].

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

В компании «Газпром-Бурение» режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменным часам в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

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

Всего на сооружение скважины необходимо 545,27 часов (22,7 суток).

Линейный календарный график проведения работ предоставлен в таблице 32.

Таблица 32 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы									
		1			2			3			
Вышкомонтажная	40										
Буровая	23										
Испытания	5										

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют:

- сметную цену всего объема буровых работ
- накладные расходы всех производств, в том числе административно-хозяйственные
- свод затрат по строительству скважины

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам.

Сметная стоимость является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и

Для расчета основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), для эксплуатационных скважин, определяемых с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [1], расчет состоит из четырех частей:

- 1 часть – Подготовительные работы;
- 2 часть – Вышкомонтажные работы;
- 3 часть – Бурение и крепление скважины;
- 4 часть – Испытание скважины

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

Затраты зависящие от времени:

- оплата труда буровой бригады
- содержание бурового оборудования и амортизация

Затраты зависящие от объема работ (на 1 м проходки):

- расход долот;

- износ бурильных труб,
- расходуемые в процессе эксплуатации материалы, химические реагенты.

Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82, для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Томской области на декабрь 2021 года индекс составляет 235,35 [7].

Сметный расчет на бурение скважины в ценах 1984 года представлен в таблице В.2 приложения В [16].

Сметный расчет на крепление скважины в ценах 1984 года представлен в таблице В.3 приложения В [16].

Сводный сметный расчет представлен в таблице В.4 приложения В.

5 Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В связи с удаленным географическим расположением месторождений от близлежащих населенных пунктов, для персонала установлен режим работы вахтовым методом согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Рабочая зона вокруг скважины попадает в списки опасных производственных объектов (далее ОПО) и согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, персонал подверженный опасному и вредному воздействию должен проходить обязательное медицинское обследование не реже 1 раза в год.

Согласно статье 9 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями. Также по Статье 298 Трудового кодекса РФ, при выполнении работы на ОПО, персонал обязан получить соответствующую квалификацию и допуск к самостоятельной работе.

Согласно ТК РФ, персонал на ОПО, ежемесячно к заработной плате, начисляемой рабочим по тарифным часовым ставкам, ИТР согласно установленного оклада за фактически отработанное время, каждый получает соответствующие выплаты: стимулирующие доплаты, связанные с режимом и условиями труда, районный, северный коэффициенты, работа в сложных климатических условиях, ночное время, многосменный режим и др.

Заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение

вреда в результате аварии на опасном объекте. Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ.

Персоналу в связи с дальним расположением от места проживания, организация обязана организовывать доставку к месту выполнения работ, либо компенсировать самостоятельное прибытие, согласовав в действующем договоре.

В свою очередь персонал ОПО обязан «соблюдать положение правовых актов. Знать правила ведения работ и порядок действия в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте» 19.07.2011 N 248-ФЗ. Проходить соответствующую подготовку и аттестацию.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При рассмотрении СанПиН 1964-79 можно выделить несколько основных положений для работы на буровой установке.

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.005-74.

Системы управление, расположение и компоновка пульта, органов управления индикаторов должны соответствовать анатомо-физиологическим особенностям человека. ГОСТ 22269-76.

Рабочее место должно быть максимально защищено от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочей зоны.

5.2 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении наклонно-направленной параметрической скважины глубиной 4470 м. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 1 согласно ГОСТ 12.0.003-2015.

Таблица 33 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
2. Повышенный уровень шума	-	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах
3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
4. Повышенная загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
5. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 34.

Таблица 34 – Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха 0С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.2.1.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении

ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ.

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

5.2.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

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

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50

Продолжение таблицы 35

Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блок/пусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

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

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 (таблица Г.1) при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц.

Предельно допустимые уровни напряжения и тока представлены в приложение Г.

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на персонал

5.2.2.1 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

1. Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
2. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
3. Применение предупреждающей сигнализации;
4. Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

5.2.2.2 Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки. Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II.

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 Охрана окружающей среды

Строительство скважин на нефть и газ является экологически опасным видом работ и сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды, которое может проявляться в загрязнении почв, грунтов, подземных вод, атмосферного воздуха и др.

5.3.1 Мероприятия по защите атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78. Установление значения ПДВ, как количества вредных веществ, которое не разрешается превышать при выбросе в атмосферу в единицу времени, производят на основе методов расчета ПДВ в атмосферу, утвержденных Госстроем СССР.

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов.

5.3.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных

труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ;
- буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;
- разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выждать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных

материалов. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

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 пункту 5 РД 08-254-98.

Заключение

В разделе «Социальная ответственность» для анализа производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях были выделены основные вредные и опасные производственные факторы, определены наиболее часто встречающиеся чрезвычайные ситуации и рассмотрено негативное влияние процесса бурения скважин на экологию. Определены мероприятия, которые следует предпринять для предотвращения негативного влияния данных факторов на персонал и экологическую обстановку.

На основании нормативных документов были рассмотрены все задачи производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Заключение

В выпускной квалификационной предложены технологические решения по строительству наклонно-направленной параметрической скважины протяженностью 4565 метров на нефтегазовом месторождении в Томской области.

Необходимые расчеты были сделаны согласно типовым расчетным правилам и схемам.

В процессе проектирования был выбран четырехинтервальный профиль скважины, для успешного его бурения было решено использовать силовой верхний привод под направление, эксплуатационную колонну и отбор керна и совмещенный с ВЗД способ для бурения интервалов под кондуктор и техническую колонны. Сложность профиля вызвана длинным участком стабилизации и высокими показателями температуры, что не позволило запроектировать ВЗД в компоновку для бурения интервала эксплуатационной колонны и отбора керна, в результате чего было принято решение использовать СВП с жестким типом КНБК, чтобы не допустить потерю набранного зенитного угла в данных интервалах.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза показывает, что толщи непродуктивных горизонтов представлены, в основном, из глин и аргиллитов, перемежающихся с осадочными горными породами, имеющие невысокие показатели абразивности и твердости по штампу. Поэтому был выбран полимер-глинистый буровой раствор, который наилучшим образом подходит по компонентному составу для бурения данных горных пород, слагающих верхние толщи разреза. Для бурения интервалов в зоне продуктивных пластов и отбора керна был запроектирован раствор на углеводородной основе, так как данный вид бурового раствора максимально приближен по химическому составу флюидов, содержащихся в породах-коллекторах.

Так как продуктивные горизонты обладают низким показателем проницаемости (от 0,034 дарси на санти-пуаз и меньше) и слагаются из твердых пород, в техническом задании был выбран кумулятивный метод перфорации, для которого был запроектирован перфоратор ORION 102КЛ. Вследствие большой протяжённости интервала перфорации (более 18 м), используют перфорационные системы, спускаемые на колонне НКТ.

В блоке исследовательской работы были рассмотрены причины и способы использования технологий зарезки боковых стволов, а так же их преимущества и недостатки. После проведения анализа методов вырезания окна в обсадных колоннах, были предложены варианты усовершенствования техник и технологий строительства боковых стволов, которые позволят значительно повысить показатель нефтеотдачи пластов, вернуть старые скважины в фонд действующих и начать разработку областей продуктивных горизонтов, ранее недоступных по геологическим и техническим причинам.

В разделе финансового менеджмента, ресурсосбережения и ресурсоэффективности указана структура компании, выполняющей сервисные и буровые работы по строительству скважин, а также сметная стоимость по выполнению работ, связанных с сооружением скважины.

Раздел социальной ответственности включает в себя меры безопасности на буровой, а также правила защиты окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Кагарманов И.И., Дмитриев А.Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин. – Томск. – 2007. – 323 с.
5. Ягафаров А.К., Клещенко И.И., Коротенко В.А., Сохошко С.К. Геофизический и гидродинамический контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений. – Тюмень. – ТюмГНГУ. – 2012. – 191 с.
6. Стрижнев К.В. Ремонтно–изоляционные работы в скважинах: Теория и практика. – СПб.: «Недра». – 2010. – 559 с.
7. Каротаж ЯМР. Принципы и применение/ Коатес Д.Р., Хиао Л.Ч., Праммер М.Д. Halliburton H02308, Хьюстон 2001. – 342 с.
8. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин. – М.: Недра. – 1998. – 267 с.
9. Клещенко И.И. Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно–изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень. – ТюмГНГУ. – 2010. – 343 с.
10. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М.: Минэнерго России, 2001. – 271 с.

11. Козыряцкий Н.Г. Анализ точности расчета координат ствола скважины по данным инклинометрии. – Каротажник, №98, 2002.
12. Леготин Л.Г., Султанов А.М., Вячин С.В., Кузьмин И.В. Особенности инклинометрических измерений в горизонтальных скважинах. – Каротажник, №113, 2003, с.67–72.
13. История компании ООО «ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ»
<https://www.burgaz.ru/company/history/>.
14. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
15. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
16. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х
17. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.
18. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.
19. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты.
20. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.
21. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
22. СанПиН 1964-79. Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых.
23. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
24. СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту.

25. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
27. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
28. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
29. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
30. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94.
31. ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
32. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
33. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
34. ГОСТ 22263-76 Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия.

Приложение А

Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	Неоген-миоценовая толща	Q-N	0	-	1,3
20	35	туртасская свита	Pg ₃ tr	0	-	1,3
35	100	новомихайловская свита	Pg ₃ nvm	0	-	1,3
100	130	атлымская свита	Pg ₃ at	0	-	1,3
130	190	тавдинская	Pg ₂₋₃ tv	0	-	1,3
190	265	люлинворская свита	Pg ₂ ll	0	-	1,3
265	275	талицкая свита	Pg ₁ tl	0	-	1,3
275	420	ганькинская свита	K ₂ gn	0	-	1,3
420	505	славгородская свита	K ₂ sl	0	-	1,3
505	655	ипатовская свита	K ₂ ip	0	-	1,3
655	670	кузнецовская свита	K ₂ kz	0	-	1,3
670	1530	покурская свита	K ₁₋₂ pk	0	-	1,4
1530	2260	киялинская свита	K ₁ kls	0	-	1,4
2260	2305	тарская свита	K ₁ tr	0	-	1,6
2305	2555	куломзинская свита	K ₁ klm	0	-	1,2
2555	2580	баженовская свита	J ₃ bg	0	-	1,2
2580	2595	георгиевская свита	J ₃ gr	0	-	1,2
2595	2660	васюганская свита	J ₂₋₃ vs	0	-	1,2
2660	3010	тюменская свита	J ₁₋₂ tm	1-2	-	1,1
3010	3020	салатская свита	J ₁ slt	1-2	-	1,2
3020	3035	Кора выветривания	K.B.	1-2	-	1,2
3035	4500	Палеозой	Pz	45-70	-	1,1

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q-N	0	20	глины суглинки пески супеси	25 25 25 25	Суглинки, глины, пески, супеси
Pg ₃ tr	20	35	глины алевроиты пески	65 25 10	Глины зеленовато-серые с прослоями алевроитов и песков.
Pg ₃ nvm	35	100	глины пески алевроиты угли	60 15 15 10	Глины с прослоями алевроитов, песков, бурых углей
Pg ₃ at	100	130	пески глины	70 30	Пески с прослоями озерных и старичных глин
Pg ₂₋₃ tv	130	190	глины алевроиты	90 10	Глины серые, зеленовато-серые с линзами алевроита
Pg ₂ ll	190	265	глины алевролиты песчаники опоки	70 10 10 10	Глины серые, зеленовато-серые с прослоями глинистых опок, алевролитов, песчаников
Pg ₁ tl	265	275	глины алевроиты	95 5	Глины серые, темно-серые, алевроитовые, плотные
K ₂ gn	275	420	глины мергели	95 5	Глины грязно-серые, мергели зеленовато-серые со стяжениями пирита
K ₂ sl	420	505	глины алевроиты	90 10	Глины серые, темно-серые с прослоями алевроитов и песчаных глин
K ₂ ip	505	655	глины песчаники пески алевролиты	25 25 25 25	Чередование песков, песчаников, алевролитов, глин
K ₂ kz	655	670	глины песчаники	90 10	Глины зеленовато-серые с прослоями мелкозернистых песчаников

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₁₋₂ pk	670	1530	песчаники алевролиты аргиллиты угли	30 30 35 5	Верхняя часть – переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов, прослой углей; нижняя часть – преимущественно аргиллиты.
K ₁ kls	1530	2260	глины алевролиты	75 25	Глины пестроцветные с примесью алевролита
K ₁ tr	2260	2305	песчаники алевролиты аргиллиты	40 40 20	Переслаивание пластов песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитов
K ₁ klm	2305	2555	песчаники аргиллиты алевролиты	20 70 10	Аргиллиты с прослоями песчаников и алевролитов
J ₃ bg	2555	2580	аргиллиты	100	Аргиллиты черные, буровато-черные, битуминозные
J ₃ gr	2580	2595	глины	100	Глины темно-серые, аргиллитоподобные
J ₂₋₃ vs	2595	2660	песчаники глины	60 40	Верхняя подсвита - песчаники буровато-серые, нижняя подсвита - глины аргиллитоподобные
J ₁₋₂ tm	2660	3010	песчаники алевролиты глины угли	40 30 25 5	Сложное неравномерное чередование песчаников, алевролитов и углистых глин.
J ₁ slt	3010	3020	глины аргиллиты песчаники угли	35 25 35 5	Переслаивание глин, песчаников, аргиллитов углистых
K.B.	3020	3035	гравелиты брекчии	50 50	Эффузивные породы, гравелито-брекчии
PZ	3035	4500	известняки сланцы	60 40	Известняки серые, массивные, биогермные, основные, средние и кислые интрузивные и эффузивные породы, глинистые, глинисто-кремнистые и кремнистые сланцы

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Проницаемость, мдарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твердость, кгс/м ²	Расслоенность пород	Абразивность	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя ит.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q-N	0	20	глины	2,1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая мягкая мягкая мягкая
			суглинки	2,0	-	0	30	0	10	2	4	
			пески	1,9	-	500	-	0	0	1	10	
			супеси	2,0	-	0	-	0	15	3	10	
Pg ₃ tr	20	35	глины	2,4	-	0	95	0	10	2	4	мягкая мягкая мягкая
			алевриты	2,1	2	300	20	3	15	5	6	
			пески	2,1	0	2500	10	0	-	1	10	
Pg ₃ nvm	35	100	глины	2,4	17	0	95	0	0	1	4	мягкая мягкая мягкая мягкая
			алевриты	2,1	20	300	20	3	15	5	6	
			пески	2,1	25	1000	15	0	-	4	10	
			угли	1,2	-	0	0	0	5	5	2	
Pg ₃ at	100	130	пески	2,1	25	1000	15	0	-	4	10	мягкая мягкая
			глины	2,4	17	0	100	0	10	4	4	
Pg ₂₋₃ tv	130	190	алевриты	2,1	20	300	20	3	15	5	6	мягкая мягкая
			глины	2,4	17	0	100	4	10	5	4	
Pg ₂ ll	190	265	алевролиты	2,1	18	300	20	3	5	5	6	мягкая мягкая мягкая мягкая
			песчаники	2,6	32	450	8	3	25	2	10	
			опоки	2,0	22	10	40	20	20	5	10	
			глины	2,4	-	1	90	0	10	2	4	
Pg ₁ tl	265	275	глины	2,4	-	1	90	0	10	2	4	мягкая мягкая
			алевриты	2,1	20	300	20	3	15	5	6	
K ₂ gn	275	420	глины	2,4	-	0	90	5	10	3	4	мягкая мс
			мергели	2,2	15	5	20	5	10	3	6	
K ₂ sl	420	505	глины	2,4	-	0	90	5	10	3	4	мягкая мягкая
			алевриты	2,1	20	10	40	3	15	5	6	

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₂ ip	505	655	глины	2,4	-	0	90	5	10	3	4	мягкая
			пески	2,2	25	2000	12	0	25	5	10	мягкая
			алевролиты	2,1	18	300	20	3	5	5	6	мягкая
			песчаники	2,6	32	450	8	3	25	2	10	мягкая
K ₂ kz	655	670	глины	2,4	-	0	90	2	15	3	4	мс
			песчаники	2,6	31,5	1000	5	3	30	2	10	мс
K ₁₋₂ pk	670	1530	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	мс
			песчаники	2,6	31,5	1000	5	3	30	2	10	мс
			алевролиты	2,6	13,5	10	18	5	35	3	6	мс
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	мс
K ₁ kls	1530	2260	алевролиты	2,3	10	0	25	5	35	3	6	средняя
			глины	2,4	20	0	95	10	30	3	4	средняя
K ₁ tr	2260	2305	песчаники	2,3	19	20-50	20	5	40	3	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	25	5	35	3	6	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
K ₁ klm	2305	2555	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
			песчаники	2,3	15	10-250	20	5	45	3	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	25	5	35	3	6	средняя
J ₃ bg	2555	2580	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	70	3	4	средняя
J ₃ gr	2580	2595	глины	2,4	5	0	100	10	50	3	4	средняя
J ₂₋₃ vs	2595	2660	глины	2,4	5	0	100	10	50	3	4	средняя
			песчаники	2,3	15	5-100	20	5	65	3	10	средняя
J ₁₋₂ tm	2660	3010	песчаники	2,4	15	10-250	20	5	120	3	10	средняя
			глины	2,4	5	0	100	10	50	3	4	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
			алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	средняя
J ₁ slt	3010	3020	алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			глины	2,4	5	0	100	5	140	3	4	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	твердые
K.B.	3020	3035	брекчии	2,65	12,7	0	25	20	200	4	7	твердые
			гравелиты	2,4	0	-	-	-	350	-	-	твердые
PZ	3035	4500	известняки	2,8	11	280-1000	40	90	120	2	8	твердые
			сланцы	2,6	2,1	-	-	-	250	-	-	твердые

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Поглощение бурового раствора								
Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/ см ² на м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - Pg ₂₋₃ tv	0	190	1	10	Нет	0,14	0,22	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₁₋₂ pk	670	1530	1	30	Нет	0,13	0,18	
J ₂₋₃ vs -J ₁₋₂ tm	2595	3010	1	30	Нет	0,11	0,16	
Pz (M1)	3015	4500	от 0,5 до катастрофического	300	Да	0,10	0,15	

Продолжение таблицы А.4

Осыпи и обвалы стенок скважины							
Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q -Pg ₁ tl	0	275	Глинистый	<1,16	V>10 см ³ за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K ₁₋₂ pk	670	1530	Глинистый	<1,10 - в интервале под эксплуатационную колонну	V>10 см ³ за 30 мин	2,5	
K ₁ tr+klm	2260	2305	Глинистый	<1,10 - в интервале под эксплуатационную колонну	V>10 см ³ за 30 мин	2,0	

Продолжение таблицы А.4

Нефтегазоводопроявления								
Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-Pg ₃ at	0	20	вода	-	1,00	1,00	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.
Pg ₃ at	100	130	вода	-	1,00	1,00		
K1-2 pk	670	1530	вода	-	1,01	1,01	- // -	- // -
K ₁ kls - K ₁ klm	1530	2555	вода	-	1,014	1,014	- // -	- // -
J ₂₋₃ vs (Ю ₁ ¹)	2590	2595	газ	2595	0,716	0,716	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Отсутствие промежуточных промывок.	Перелив бурового раствора, пленка нефти, увеличение содержания газонасыщения

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
J ₂₋₃ vs (Ю ₁ ¹)	259 5	260 5	нефт ь	-	0,794	0,794	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического	Перелив бурового раствора, пленка нефти
J ₂₋₃ vs (Ю ₁ ^{2a})	261 0	261 5	нефт ь	-	0,68	0,811		
J ₂₋₃ vs	261 5	266 0	вода	-	1,021	1,021	- // -	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.
J ₁₋₂ tm	266 0	271 0	вода	-	1,02	1,02	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического	Перелив бурового раствора, пленка нефти
J ₁₋₂ tm	271 0	272 0	нефт ь	-	0,808	0,808		Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.
J ₁₋₂ tm	272 0	280 0	вода	-	1,02	1,02		Перелив бурового раствора, пленка нефти
J ₁₋₂ tm	280 0	281 5	нефт ь	-	0,808	0,808		Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.
J ₁₋₂ tm	281 5	283 5	вода	-	1,01- 1,03	1,01- 1,03		Перелив бурового раствора, пленка нефти, увеличение содержания газанаesyщения
J ₁₋₂ tm (Ю ₁₀)	283 5	284 5	газ	284 5	0,716	0,716		Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.
J ₁₋₂ tm	284 5	301 0	вода	-	1,01- 1,03	1,01- 1,03		Перелив бурового раствора, пленка нефти, увеличение водоотдачи
Pz	304 0	307 0	нефт ь	-	0,671	0,808		
Pz	307 0	334 0	вода	-	1,01- 1,03	1,01- 1,03		
Pz	334 0	337 0	нефт ь	-	0,671	0,671		
Pz	370 0	373 0	нефт ь	-	0,671	0,671		

Продолжение таблицы А.4

Pz	380 0	383 0	нефт ь	-	0,671	0,671			
Pz	390 0	393 0	нефт ь	-	0,671	0,671			
Pz	413 0	416 0	нефт ь	-	0,671	0,671			
Pz	440 0	443 0	нефт ь	-	0,671	0,671			
Прихватоопасные зоны									
Индекс стратигра - фическог о подразде -ления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальнико- образования и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничен ий на оставление инструмен та без движения или промывки (да/нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность , г/см ³	водоотдач а, см ³ 30 мин	смазыва ющие добавки (названи е)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q - P _{g2-3tv}	0	190	От перепада давления, от обвала неустойчивых пород	Глинист ый	<1,1 6	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
P _{g2 II} - K ₂ ip	19 0	655	От обвала неустойчивых пород	Глинист ый	<1,1 6	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K ₁₋₂ pk	67 0	153 0	От перепада давления	Глинист ый	>1,1 5	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента бездвижения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной
Прочие осложнения									
Индекс стратигра- фического подразделен ия	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование и пр.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения					
	от (вер х)	до (ни з)							
1	2	3	4	5					
Pg ₂₋₃ cg + K ₂ ip	130	655	Возможно кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора					
K ₁₋₂ kz	655	670	Возможно кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора					
K ₁ kls	153 0	2260	Возможно незначительное кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора					

Приложение Б

Проектирование профиля и конструкции скважины, процессов углубления и заканчивания скважин

Таблица Б.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	Наклонно-направленный, 4-интервальный										
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м	4470			Длина интервала бурения по пласту, м					1466		
Глубина кровли продуктивного пласта, м	3040			Зенитный угол в конце участка набора угла, град					12,73		
Отход скважины, м	550			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м					0,25		
Расчетные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Длина по стволу, м			Зенитный угол, град		Отход, м		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	350	350	0	350	350	0,0	0,0	0	0	0
2	350	855	505	350	859,3	509,3	0,0	12,73	0	56,35	56,35
3	855	4470	3615	859,3	4565,3	3706	12,73	12,73	56,35	550	493,65
Итого	Σ		4470	Σ		4565,3	–	–	Σ		550

Таблица Б.2 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0-50 м)							
1	III 490 М-ЦВ (121С)	0,424	490,0	–	3-171	Ниппель	0,300
2	К-490 МС	1,15	490,0	–	3-171	Муфта	0,560
					3-171	Муфта	
3	Переводник П-177/171	0,517	225	102	3-171	Ниппель	0,093
					3-177	Муфта	
4	Переводник П-201/177	0,533	254	101	3-177	Ниппель	0,118
					3-201	Муфта	
5	УБТС2-254	12	254	100	3-201	Ниппель	4,033
					3-201	Муфта	
6	Переводник П-171/201	0,518	254	121	3-201	Ниппель	0,115
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-133/171	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	
8	ТБПК 127х9Е	14	127	108,6	3-133	Ниппель	0,437
					3-133	Муфта	
Бурение под кондуктор (30–722 м)							
1	15 1/2” БТ6919SMA-015 (393,7 мм) IADC S323	0,463	393,7	–	3-177	Ниппель	0,19

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
2	КЛС390.5-М177/М177	0,75	390,5	–	3-177	Муфта	0,13
					3-177	Муфта	
3	Переводник Н 171/177	0,55	225	101	3-177	Ниппель	0,094
					3-171	Ниппель	
4	ДРУ-240РС	9,8	240	–	3-171	Муфта	2,362
					3-171	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-171	Ниппель	0,105
					3-171	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-240РС	0,8	240	55	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-147/171	0,521	203	101	3-171	Ниппель	0,063
					3-147	Муфта	
8	MWD-950	12	203	71	3-147	Ниппель	1,55
					3-147	Муфта	
9	УБТН-203	12	203	71	3-147	Ниппель	2,676
					3-147	Муфта	
10	Переводник П-171/147	0,538	203	101	3-147	Ниппель	0,061
					3-171	Муфта	
11	УБТ-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2,31
					3-171	Муфта	
12	4ЯГ-203	6,8	210	70	3-171	Ниппель	1,325
					3-171	Муфта	
13	УБТ-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2,31
					3-171	Муфта	
14	Переводник П-133/171	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	ТБПК 127x9E	653	127	108,6	3-133	Ниппель	20,387
					3-133	Муфта	
Бурение под техническую колонну (722–2617)							
1	БИТ 295,3 ВТ 419 CP IADC S123	0,39	295,3	–	3-152	Ниппель	0,082
2	Переводник П-152/171	0,517	203	122	3-152	Муфта	0,067
					3-171	Ниппель	
3	КП-293 СТ	0,671	295,3	80	3-171	Муфта	0,123
					3-171	Муфта	
4	ДРУ-240РС	9,8	240	–	3-171	Муфта	2,362
					3-171	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-171	Ниппель	0,105
					3-171	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-240РС	0,8	240	55	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-147/171	0,521	203	101	3-171	Ниппель	0,063
					3-147	Муфта	
8	MWD-950	12	203	71	3-147	Ниппель	1,55
					3-147	Муфта	
9	УБТН-203	12	203	71	3-147	Ниппель	2,676
					3-147	Муфта	
10	Переводник П-171/147	0,538	203	101	3-147	Ниппель	0,061
					3-171	Муфта	
11	УБТ-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2,31
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	4ЯГ-203	6,8	210	70	3-171	Ниппель	1,325
					3-171	Муфта	
13	УБТ-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2,31
					3-171	Муфта	
14	Переводник П-133/171	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	
15	ТБПК 127х9Е	2548	127	108,6	3-133	Ниппель	79,549
					3-133	Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (2617–4565)							
1	190,5 FD713МН	0,273	190,5	–	3-117	Ниппель	0,036
2	КП-189 СТ	0,5	189	–	3-117	Муфта	0,050
					3-117	Муфта	
3	Переводник П133/117	0,497	155	58	3-117	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
4	MWD-650	12	165	83	3-133	Ниппель	0,830
					3-133	Муфта	
5	ТБТН-К2-165	12	165	83	3-133	Ниппель	0,684
					3-133	Муфта	
6	Переводник П-117/133	0,497	178	50	3-133	Ниппель	0,040
					3-117	Муфта	
7	КП-189 СТ	0,5	189	–	3-117	Ниппель	0,050
					3-117	Муфта	
8	Переводник П-133/117	0,497	155	58	3-117	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ТБТ-127	24	127	76,2	3-133	Ниппель	1,75
					3-133	Муфта	
10	Переводник П-117/133	0,497	155	58	3-133	Ниппель	0,040
					3-117	Муфта	
11	КП-189 СТ	0,5	189	–	3-117	Ниппель	0,050
					3-117	Муфта	
12	Переводник П-133/117	0,497	155	58	3-117	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
13	ТБТ-127	36	127	76,2	3-133	Ниппель	2,624
					3-133	Муфта	
14	Усиленный переводник П-102/133	0,498	155	62	3-133	Ниппель	0,030
					3-102	Муфта	
15	SJ-120НМ	6,5	124	56	3-102	Ниппель	0,404
					3-102	Муфта	
16	Переводник П-133/102	0,498	155	62	3-102	Ниппель	0,030
					3-133	Муфта	
17	ТБТ-127	36	127	76,2	3-133	Ниппель	2,624
					3-133	Муфта	
18	Переводник П-117/133	0,497	155	58	3-117	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
19	КП-189 СТ	0,5	189	–	3-117	Ниппель	0,050
					3-117	Муфта	
20	Переводник П-133/117	0,497	155	58	3-117	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
21	ТБПК 127х9Е	2548	127	108,6	3-133	Ниппель	79,549
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
22	ТБПК 127х9М	1884	123	108,6	3-133	Ниппель	61,758
					3-133	Муфта	
Отбор керн (3099–4524)							
1	У9-190,5/80 SC-3Т	0,205	190,5	80	МК-150х6х1:8	Муфта	0,019
2	УКР-164/80	15,635	164	80	МК-150х6х1:8	Ниппель	1,569
					3-121	Муфта	
3	Переводник П-117/121	0,457	146	78	3-121	Ниппель	0,034
					3-117	Муфта	
4	КП-189 СТ	0,5	189	–	3-117	Ниппель	0,050
					3-117	Муфта	
5	Переводник П-133/117	0,497	155	58	3-117	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
6	ТБТ-127	24	127	76,2	3-133	Ниппель	1,75
					3-133	Муфта	
7	Переводник П-117/133	0,497	155	58	3-133	Ниппель	0,040
					3-117	Муфта	
8	КП-189 СТ	0,5	189	–	3-117	Ниппель	0,050
					3-117	Муфта	
9	Переводник П-133/117	0,497	155	58	3-117	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
10	ТБТ-127	18	127	76,2	3-133	Ниппель	1,312
					3-133	Муфта	
11	Усиленный переводник П-102/133	0,498	155	62	3-133	Ниппель	0,030
					3-102	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

12	SJ-120НМ	6,5	124	56	3-102	Ниппель	0,404
					3-102	Муфта	
13	Переводник П-133/102	0,498	155	62	3-102	Ниппель	0,030
					3-133	Муфта	
14	ТБТ-127	12	127	76,2	3-133	Ниппель	0,875
					3-133	Муфта	
15	Переводник П-117/133	0,497	155	58	3-117	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
16	КП-189 СТ	0,5	189	–	3-117	Ниппель	0,050
					3-117	Муфта	
17	Переводник П-133/117	0,497	155	58	3-117	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
18	ТБПК 127х9Е	2548	127	108,6	3-133	Ниппель	80,822
					3-133	Муфта	
19	ТБПК 127х9М	1894	123	108,6	3-133	Ниппель	62,085
					3-133	Муфта	

Таблица Б.3 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	30	ТБПК 127х9Е	127	Е	9,2	3-162	14	0,44	5,71	23,35	24,45
бурение	30	722 (720)	ТБПК 127х9Е	127	Е	9,2	3-162	653	20,39	30,73	4,33	4,54
бурение	722 (720)	2617 (2570)	ТБПК 127х9Е	127	Е	9,2	3-162	2548	79,55	92,80	1,44	1,50
бурение	2617 (2570)	4565 (4470)	ТБПК 127х9М	127	М	9,2	3-162	1884	61,76	150,81	1,20	1,26
отбор керна	4494 (4400)	4524 (4430)	ТБПК 127х9М	127	М	9,2	3-162	1894	62,09	149,28	1,21	1,27

Таблица Б.4 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

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					
1	2	3	4	5	6	7
Направление						
0	30	30	490	-	1,3	7,35
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,24
Расчетные потери бурового раствора при очистке						5,58
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,12
Объем раствора в конце бурения интервала						13,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						58,3
Объем раствора к приготовлению:						58,30
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						31,41
Кондуктор						
30	721,63	691,63	393,7	405,7	1,3	113,33
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						5,91
Расчетные потери бурового раствора при очистке						87,77
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,83
Объем раствора в конце бурения интервала						209,84
Общая потребность бурового раствора на интервале:						254,84
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						31,41
Объем раствора к приготовлению:						223,43
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						95
Техническая колонна						
721,63	2617,41	1895,78	295,3	306,3	1,31	223,26
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						12,24
Расчетные потери бурового раствора при очистке						137,38

Продолжение таблицы Б.4

1	2	3	4	5	6	7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						9,03
Объем раствора в конце бурения интервала						381,91
Общая потребность бурового раствора на интервале:						610,18
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						95
Объем раствора к приготовлению:						515,18
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						-
Эксплуатационная колонна						
2617,41	4565,3	1947,89	190,5	202,5	1,15	148,14
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						6,66
Расчетные потери бурового раствора при очистке						50,96
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						13,03
Объем раствора в конце бурения интервала						218,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						371,94
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						-
Объем раствора к приготовлению:						371,94
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						-

Приложение В

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч							
Бурение под направление	Ш 490 М-ЦВ (121С)	0	30	400	0,02	30	1	2,2	0,68	0,03	1,20	4,11
Крепление направления	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	1,68	12	1,99	0,03	0,5	16,2
Итого:							20,31					
Бурение под кондуктор	15 1/2" БТ6919 SMA-015 (393,7 мм)	30	722	650	0,02	692	2	16	6,17	0,49	1,40	24,06
Крепление кондуктора	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	3,24	16	11,4	1,36	0,7	32,70
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	56,76
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 ВТ 419 СР IADC S123	722	2617	2400	0,045	1895	1	47,57	13,34	1,06	2,15	64,12

Продолжение таблицы В.1

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч							
Крепление технической колонны	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	4,13	16	19,12	3,43	1,0	43,68
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	107,8
Бурение под эксплуатационную колонну	190,5 FD713 МН	2617	4565	2000	0,027	1948	1	47,93	20,37	2,07	2,4	72,77
Крепление эксплуатационной колонны	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	9,52	24	28,58	6,52	2,6	71,22
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	143,99
Итоговое время на бурение, ч												244,46
Итоговое время на крепление, ч												211,61
Итоговое время на геофизические исследования, ч												89,2
Итого, ч												545,27

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Затраты, зависящие от времени														
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	40	5166	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	1549,8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	0,17	23,49	1	138,19	2,68	370,35	3,03	412,72	3,31	459,41
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	7,05	–	41,57	–	111,11	–	125,61	–	137,22
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	40	–	0,17	1,69	1	9,95	2,68	26,67	3,03	30,15	3,31	9,88
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	0,51	–	2,99	–	8,00	–	9,04	–	9,88
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	–	–	0,17	42,99	1	252,86	2,68	677,66	3,03	766,17	3,31	836,97
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	–	–	0,17	245,31	1	1443	2,68	3867,24	3,03	4372,29	3,31	4776,33

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	–	–	–	–	–	–	2,68	655,53	3,03	741,14	3,31	809,63
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	–	–	2,68	248,34	–	–	–	–
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	2,68	645,75	–	–	–	–
Прокат РУС	сут	358,61	–	–	–	–	–	–	–	–	3,03	1086,59	3,31	1187,00
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	7,54	–	–	0,17	1,28	1	7,54	2,68	20,21	3,03	22,85	3,31	24,96
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	–	–	0,17	1,51	1	8,9	2,68	29,85	3,03	26,97	3,31	29,46
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	–	–	0,17	43,76	1	257,41	2,68	689,86	3,03	779,95	3,31	852,03
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	40	5372,8	0,17	22,83	1	134,32	2,68	359,98	3,03	406,99	3,31	444,6
Зависящие от объема работ														
Бентонит	уп	6,08	–	–	7	42,56	12	72,96	–	–	–	–	–	–
Карбонат натрия Na ₂ CO ₃	уп	20,41	–	–	4	81,64	12	244,92	13	265,33	7	142,87	7	142,87
NaOH	уп	4,59	–	–	3	13,77	13	59,67	7	32,13	4	18,36	4	18,36

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ИКД	уп	2,8	–	–	1	2,8	–	–	–	–	–	–	–	–
КСІ	уп	4,4	–	–	–	–	646	2842,4	1258	5535,2	682	3000,8	–	–
ПАЦ ВВ	уп	12,2	–	–	–	–	31	378,2	–	–	–	–	–	–
ПАЦ НВ	уп	9,06	–	–	–	–	104	942,24	268	2428,08	145	–	–	–
Смазка (биолуб green)	уп	8,07	–	–	–	–	9	72,63	50	403,5	27	–	–	–
Ксантановая смола (ТехноGEL)	уп	21,09	–	–	–	–	–	–	69	1455,21	38	–	–	–
Пенегаситель (ПЕНТА 461)	уп	408,26	–	–	–	–	1	408,26	1	408,26	1	–	–	–
СаСО ₃	уп	13,88	–	–	–	–	–	–	21	291,48	72	–	–	–
Бактерицид (Септор БДУ-500)	уп	559,63	–	–	–	–	–	–	1	559,63	1	–	–	–
Барит	уп	137,6	–	–	12	1651,2	24	3302,4	-	-	-	-	2	275,2
Гламин	уп	32,08	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	50	1604
МК-3	уп	21,70	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6	130,2
СМЭГ	уп	6,24	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	124,8
МР-4	уп	16,06	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	29	465,74
Катамн АБ	уп	183,03	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	183,03
Полидеформ	уп	410,25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6	2461,5
Формиат натрия	уп	142,08	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	188	26711,04
Основа ГС	уп	25,23	–	–	–	-	–	–	–	–	–	–	217	5474,91
Долото Ш 490 М-ЦВ (121С)	шт	2075,87	–	–	1	2075,87	–	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Долото 15 1/2" BT6919SMA-015 (393,7 мм) IADC S323	шт	1092,39	-	-	-	-	2	2184,78	-	-	-	-	-	-
Долото БИТ 295,3 ВТ 419 СР IADC S123	шт	2647,22	-	-	-	-	-	-	1	2647,22	-	-	-	-
Долото 190,5 FD713МН	шт	2421,22	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2421,22	-	-
Долото У9- 190,5/80 SC-3Т	шт	825,69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	825,6 9
Итого затрат на бурение, по этапам	руб	-	-	10538,8	-	4256,57	-	12732,11	-	21730,56	-	17356,27	-	48015 ,75
Итого затрат на бурение	руб	116179,87												

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,675	93,28	1,36	187,94	1,82	251,51	2,98	411,81	1,99	275,00
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	23,98	–	56,38	–	75,45	–	123,54	–	82,50
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	0,675	6,72	1,36	13,53	1,82	18,11	2,98	29,65	1,99	19,80
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	2,01	–	4,06	–	5,43	–	8,90	–	5,94
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,675	170,68	1,36	343,89	1,82	460,21	2,98	753,52	1,99	509,19
Амортизация и износ бурового оборудования	сут	1443	0,675	974,03	1,36	1962,48	1,82	2626,26	2,98	4300,14	1,99	2871,57
Содержание полевой лаборатории по созданию рецептур тампонажного раствора	сут	7,54	0,675	5,09	1,36	10,25	1,82	13,72	2,98	22,47	1,99	15,00

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	0,675	6,01	1,36	12,10	1,82	16,20	2,98	2652,7	1,99	17,71
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	0,675	173,75	1,36	350,08	1,82	468,49	2,98	767,08	1,99	512,12
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	0,675	90,67	1,36	182,68	1,82	244,46	2,98	400,27	1,99	267,30
Затраты, зависящие от объема работ												
БКМ-426	шт	135,32	1	135,32	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-426	шт	208,72	1	208,72	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦЦ2-426/490	шт	12,39	6	74,34	–	–	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-426	шт	70,45	1	70,45	–	–	–	–	–	–	–	–
БКМ-326	шт	66,97	–	–	1	66,97	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-326	шт	107,34	–	–	1	107,34	–	–	–	–	–	–
ЦЦ-324/394	шт	11,01	–	–	32	352,32	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-326	шт	49,54	–	–	1	49,54	–	–	–	–	–	–
БКМ-245	шт	54,95	–	–	–	–	1	54,95	–	–	–	–
ЦКОД-245	шт	83,49	–	–	–	–	1	83,49	–	–	–	–
ЦПЦ-245/295	шт	14,69	–	–	–	–	68	998,92	–	–	–	–
ПРП-Ц-245	шт	26,36	–	–	–	–	1	26,36	–	–	–	–
БКОК-178Р1	шт	101,38	–	–	–	–	1	101,38	–	–	–	–
ЦКОД-178	шт	62,61	–	–	–	–	–	–	1	62,61	–	–
ЦПЦ-178/220	шт	12,84	–	–	–	–	–	–	71	911,64	–	–
ЦТ 178/220	шт	14,68	–	–	–	–	–	–	10	146,8	–	–
ПРП-Ц-В-178	шт	12,2	–	–	–	–	–	–	1	12,2	–	–
ПРП-Ц-Н-178	шт	21,65	–	–	–	–	–	–	1	21,65	–	–
БКП-Вр-114	шт	56,65	–	–	–	–	–	–	–	–	1	56,65
ЦКОДУ-114	шт	42,64	–	–	–	–	–	–	–	–	1	42,64
МУФТА ГРПП2 – 114(70МПа) (Зенит)	шт	724,25	–	–	–	–	–	–	–	–	5	3621,25
ЦПЦ-114/143	шт	11,01	–	–	–	–	–	–	–	–	45	495,45
ЦТЖС-114/151	шт	16,06	–	–	–	–	–	–	–	–	30	481,8
ПРП-Ц-В-114	шт	9,84	–	–	–	–	–	–	–	–	1	9,84
ПРП-Ц-Н-114	шт	17,71	–	–	–	–	–	–	–	–	1	17,71

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПХГМЦ -114/178	шт	2064,22	–	–	–	–	–	–	–	–	1	2064,2 2
МБП-СМ	кг	0,58	510	295,8	365	211,7	148	85,84	93	53,94	36	20,88
МБП-МВ	кг	0,64	437	279,68	313	200,32	126	80,64	80	51,2	31	19,84
Полицем Фрост	т	90,82	19	870,58	–	–	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - 50	т	70,31	–	–	10,47	369,6957	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	т	62,19	–	–	18,79	586,0601	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - 100	т	76,84	–	–	–	–	5,89	228,7676	3,94	–	–	–
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	54,98	–	–	–	–	30,09	841,9182	24,16	675,9968	–	–
ПЦТ - II - 150	т	84,38	–	–	–	–	–	–	–	–	11,56	489,91 28
НТФ	кг	1,54	–	–	11,75	18,095	18,82	28,9828	15,14	23,3156	–	–
Итого на крепление	руб	8704460										

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	8 011	17216986
Рекультивация перед планировкой	24 037	2695352
Итого		19912338
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	177 994	38 802 692
Разборка и демонтаж	11 352	2 474 736
Итого		41 277 428
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	116 179,87	25 327 212
Крепление скважины	39929	8 704 522
Итого		34 031 734
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	42 595	9 285 710
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	8809	1 920 362
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	4933	1 075 394
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	1973	4 30 114
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 640	6 679 520
Итого		8185028
Итого прямых затрат		114 612 600
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)		28 653 150
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)		10 028 602
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	8827,95	1 924 493
Транспортировка буровых бригад	3945,89	8 60 204
Сооружение водяной скважины	4587,16	1000000,88
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)		306 589
Амортизация жилого городка	125,64	27 390
Итого		4 118 676
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)		7 870 651
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		165 283 680
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		195034742

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство параметрической наклонно-направленной скважины глубиной 4470 м

Месторождение: Томской области
 Оборудование:
 Буровая установка: БУ 5000/320 ЭУК-1М
 Лебедка: ЛБ - 750
 Талевая система: 5х6
 Ротор: 3 - 560
 Насосы: УНБТ - 950

Геологическая часть						Техническая часть														
Глубина, м. по вертикали	Стратиграфия Свита	Литологическое описание	Температура	Отбор керна	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины				Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов	Параметры промывочно-й жидкости	Примечание				
						426 мм	323,9 мм	244,5 мм	146,1 мм											
1	2	3	4	5	6	7				8	9	10	11	12	13	14				
100	Неоген-миоценовая		1	Отбор керна будет производиться в интервале 3040-3070, 3340-3370, 3700-3730, 3800-3830, 3900-3930, 4130-4160, 4400-4430. Режимы: бурение роторное; нагрузка 4 т.; частота вращения 20 об/мин; расход 20 л/с Тип долота - У9-190,5/60 SC-3Т. Тип керноотборного снаряда - УКР-164/80	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты; кавернообразование; сужение ствола скважины; нефтегазодопроявление	30 м	720 м	220 м	2570 м	2070 м	Д-240 РС	8	60	45	Плотность=1,16 г/см ³ , УВ=20 сек, ПВ=12 с/Па, ДНС=40 дПа, СНС=15/30 дПа, Ф=7, песок<1,5 %, рН = 8	4. При длительных вынужденных простоях; ремонт оборудования и прочее(при нахождении бурового инструмента в открытом стволе), поднять буровый инструмент в башмак обсадной колонны, наверх обратный клапан, устье загерметизировать. Инструмент оставить на галях. 5. При проведении каротажных работ, шаблонировку скважины производить: при глубине до 1500м. - через 24 часа, свыше 2500м. - через 36 часов. На забое проклевки промывку не менее двух циклов циркуляции. 6. Межколонное пространство опрессовать незамерзающей жидкостью: ф=324х245 - 5 МПа, ф=245 х 178 - 5,0МПа. 7. Проверку ПВО производить буровишнику - каждую смену, мастеру - еженедельно. Докрепление всех болтовых соединений производить 1 раз в декаду.				
200	туртаская	1	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты														15 1/2 БТ6919SMA-015 (393,7 мм) IADC III 490 M-ЦВ (121С) S923	4	8	70
300	новомихайловская	4	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты														БИТ 295,3 ВТ 419 СР IADC S123	8	100	70
400	атлымская	5	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	130	70
500	тавдинская	6	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
600	люлинворская	9	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
700	талицкая	9	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
800	ганькинская	14	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
900	славгородская	17	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
1000	ипатовская	22	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
1100	кузнецовская	22	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
1200	покурская	50	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
1300		50	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
1400		50	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
1500		50	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
1600		50	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
1700	киалинская	73	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
1800		73	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
1900		73	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
2000	тарская	75	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
2100		75	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
2200		75	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты															8	100	40
2300	куломзинская	83	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
2400		83	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
2500		83	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
2600	баженовская	84	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
2700		84	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
2800		84	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
2900	георгиевская	84	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
3000		84	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
3100		84	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
3200	васюганская	86	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
3300		86	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
3400		86	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
3500	тюменская	98	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
3600		98	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
3700		98	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
3800	салатская	98	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
3900		98	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
4000		98	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
4100	Кора выветривания	102	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
4200		102	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
4300		102	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
4400	Успунская	149	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
4500		149	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													
4500		149	Поглощение бурового раствора; осипи и обвалы; прихваты		8	100	40													

- песок
- алевриты
- песчаники
- алевриты
- мергели
- известняки
- угли
- сланцы
- глины
- гравелиты
- брекчии