Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования



«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклоннонаправленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2845 метров на нефтяном Томской области»

УДК 622.323.622.243.23/24 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Фензель Андрей Дмитриевич		

Руководитель

Должность ФИО		Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Констан- тин Мадестович	K.X.H.		

консультанты:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп.	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность ФИО		Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Бурение нефтяных и	Ковалев Артем	и т п		
газовых скважин	Владимирович	K.T.H.		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код	Результат обучения
результата	(выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в облас-
Г	ти математических, естественных и социально-экономических наук и
	использование их в профессиональной деятельности
	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной дея-
P2	тельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными ас-
	пектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию
13	в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использовани-
Γ4	ем современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслужи-
P3	вать оборудование нефтегазовых объектов
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для дос-
10	тижения конкретных результатов
	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинар-
P7	ной тематике, организовывать работу первичных производственных под-
Γ/	разделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпора-
	тивную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании
1 6	проектов, повышающих э $\phi\phi$ ективность использования ресурсов
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экс-
1 9	периментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать эксперимен-
P10	тальные исследования с интерпретацией полученных результатов с ис-
1 10	пользованием современных методов моделирования и компьютерных
	технологий
	Способность применять знания, современные методы и программные
P11	средства проектирования для составления проектной и рабочей и тех-
111	нологической документации объектов бурения нефтяных и газовых сква-
	жин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования



«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
Ковалев А.В
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

	Группа	Фамилия Имя Отчество	
	2Б3В	Фензель Андрей Дмитриевич	
Тана пабания			

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2845 метров на нефтяном месторождении Томской области» Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходино дон	1. Геологические условия бурения
Исходные дан-	
ные к работе	2. Интервал отбора керна: в пилотном стволе
	3. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком и пилотным стволом
	4. Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, расстояние между точками
	входа в пласт основного и пилотного ствола не более 100 м, максимальный зенитный
	угол в интервале ГНО не более 40 град., допустимая интенсивность изменения зенитно-
	го угла до интервала установки ГНО 1,5 град/10 м, максимально допустимая интенсив-
	ность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, максимально допустимая
	интенсивность искривления после интервала установки ГНО 3 град/10 м, зону установ-
	ки ГНО выбрать, отход на кровлю / длина горизонтального участка ствола: 1500 метров
	/ 500 метров
	5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2820 м
	6. Диаметр хвостовика: 114 мм
	7. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый
	8. Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол
	9. Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол
Перечень под-	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
лежащих ис-	1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ
следованию,	1.2. Геологические условия бурения
проектирова-	1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)
нию и разра-	1.4. Зоны возможных осложнений
ботке вопросов	1.5. Исследовательские работы
	2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
	2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины
	2.2. Обоснование конструкции скважины
	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						
	2.3.1. Выбор способа бурения						
	2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента						
	2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам го	рных 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 буров						
	2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скваж						
	2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отбор	е керна					
	2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин						
	2.4.1. Расчет обсадных колонн						
	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						
	2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн						
	2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества со						
	2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, прода	авочной жидкостей					
	2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины						
	2.4.2.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цо	ементировочного оборудования					
	2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавкитампонажной смеси						
	2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн						
	2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин						
	2.5. Выбор буровой установки						
Перечень гра-	1. ГТН (геолого-технический наряд)						
фического ма-	2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)						
териала							
Консультанты по	разделам выпускной квалификационной работы						
Раздел	Консультант						
Финансовый	Глызина Татьяна Святославовна, к. х. н., ст. преп. каф. эконом	иики природных ресурсов					
менеджмент,	, , 1	1 1 1					
ресурсоэффек-							
тивность и ре-							
сурсосбереже-							
ние							
Социальная от-	Социальная от- Грязнова Елена Николаевна, к. т. н. инженер лаборатории радиационной спектроскопии						
ветственность							
Дата выдачи зада	ния на выполнение выпускной квалификационной рабо-	6 февраля 2017 года					
ты по линейному							

ты полиненному графику

Задание выдал руководитель:

 задание выдал руководитель.				
Должность	ФИО	Ученая степень,	Подпись	Дата
		звание		
доцент	Минаев Константин	K.X.H.		
	Мадестович			

Задание принял к исполнению студент:

	эндиние приняли к ис			
Группа		ФИО	Подпись	Дата
	2Б3В Фензель Андрей Дмитриевич			

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОС-БЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Фензель Андрей Дмитриевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень	бакалавр	Поправ донно/опонна за поста	«Нефтегазовое дело»/«Бурение
образования	Оакалавр	Направление/специальность	нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Финансовый сосбережение»:	менеджмент, ресурсоэффективность и ресур-
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, став- ки налогов, отчислений, дисконтирования и кре- дитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые вносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%
Перечень вопросов, подлежащих исследов	анию, проектированию и разработке:
1. Оценка коммерческого потенциала, перспектив- ности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета науч- ных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии
Перечень графического материала (с точным у	указанием обязательных чертежей):
 Организационная структура управления организат Линейный календарный график выполнения работ Нормативная карта 	·

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая сте- пень, звание	Подпись	Дата
ст. преп.	Глызина Т.С.	к.х.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Фензель Андрей Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Фензель Андрей Дмитриевич

Институт	природных ресурсов	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» /«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:		
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологическо-		
го процесса, механического оборудования) на предмет воз-		
никновения:		
– вредных проявлений факторов производственной среды		
(метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы,		
вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие из-		
лучения)		
 опасных проявлений факторов производственной сре- 		
ды (механической природы, термического характера,		
электрической, пожарной и взрывной природы)		
 негативного воздействия на окружающую природную 		
среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)		
— чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного,		
экологического и социального характера)		
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных		
документов по теме		
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, г	гроектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой		
производственной среды в следующей последовательно-		
cmu:		
 физико-химическая природа вредности, её связь с раз- 		
рабатываемой темой;		
 действие фактора на организм человека; 		
 приведение допустимых норм с необходимой размерно- 		
стью (со ссылкой на соответствующий нормативно- технический документ);		
— предлагаемые средства защиты		
— преолагиемые среоства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуаль-		
ные защитные средства)		
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой		
произведённой среды в следующей последовательности		
 механические опасности (источники, средства защи- 		
ты;		
– термические опасности (источники, средства защи-		
ты);		
 электробезопасность (в т.ч. статическое электриче- 		
ство, молниезащита – источники, средства защиты);		
– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактиче-		
ские мероприятия, первичные средства пожаротуше-		
ния)		
3. Охрана окружающей среды:		
– защита селитебной зоны		
– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);		
– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);		
– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);		

 разработать решения по обеспечению экологической
безопасности со ссылками на НТД по охране окру-
жающей среды.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:
перечень возможных ЧС на объекте;
– выбор наиболее типичной ЧС;
 разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;
 разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;
 разработка действий в результате возникшей ЧС и
мер по ликвидации её последствий
5.Правовые и организационные вопросы обеспечения безо-
пасности:
– специальные (характерные для проектируемой рабочей
зоны) правовые нормы трудового законодательства;
– организационные мероприятия при компоновке рабочей
зоны
Перечень графического материала:
При необходимости представить эскизные графические
материалы к расчётному заданию (обязательно для специа-
листов и магистров)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая сте- пень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа ФИО		Подпись	Дата
2Б3В	2Б3В Фензель Андрей Дмитриевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения:осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максималь- ный балл раздела (модуля)
15 мая 2017 года	1. Геологическая и технологическая части	65
1 июня 2017 года	2. Специальная часть и графические приложения	30
5 июня 2016 года	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность ФИО		Ученая сте-	Подпись	Дата
		пень, звание		
доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	кафедрой ФИО		Подпись	Дата
бурения скважин	Ковалев Артем Вла- димирович	к.т.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа (ВКР) состоит из 130 стр., 11 рис., 16 табл., 3 источников литературы, 2 листов графического материала и 17 приложений.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: БУРЕНИЕ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, БУРОВОЕ ДОЛОТО, ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР, ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ, ОТХОД, ОБСАДНАЯ КОЛОННА, ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ.

Объектом ВКР служит эксплуатационная скважина Федюшкинского месторождения Томской области.

Целью данной работы является проектирование технологии бурения строительства нефтяной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубинной 2845 метров и с отбором керна и интервале продуктивного ствола.

В результате выполнения работы были спроектированы: конструкция скважины, технология проводки, заканчивания и отбора керна в интервале продуктивного пласта. Была выбрана буровая установка для ведения работ, предложена компания-исполнитель, рассчитана общая стоимость строительства скважины.

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

В специальной части представлены данные о сравнительном изучении свойств гидрофобно-эмульсионных буровых растворов, стабилизированных производными этаноламинов и жирных кислот таллового масла. Растворы на углеводородной основе (РУО) позволяют повысить коэффициент совершенства вскрытия скважины, увеличить общую продуктивность скважины и уменьшить затраты на разбуривание куста, что говорит о перспективе их использования.

Оглавление

Введение	14
1 Общая и геологическая часть	15
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируе	мых
работ	15
1.2 Геологические условия бурения	15
1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения	15
1.4 Зоны возможных осложнений	16
1.5 Исследовательские работы	16
2 Технологическая часть	17
2.1 Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины	17
2.2 Обоснование конструкции скважины	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	19
2.2.2 Построение графика совмещённых давлений	20
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.5 Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн	21
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	22
2.3 Углубление скважины	23
2.3.1 Выбор способа бурения	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	24
2.3.3 Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	25
2.3.4 Расчёт частоты вращения долота	26
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны	28
2.3.7 Обоснование типов и компонентных составов промывочной жидк	ости
34	
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	35
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	35
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	36

2.4.1 Расчёт обсадных колонн	36
2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений	36
2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений	38
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	41
2.4.2.2 Расчёт тампонажной смеси и количества составных компонентов	42
2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочных жидкосте	ей
	43
2.4.2.4 Гидравлический расчёт цементирования скважины	
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного	ГО
оборудования	43
2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	43
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	45
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	45
2.5. Выбор буровой установки	47
3 Специальная глава	48
3.1 Актуальность применения РУО в бурении	48
3.2 Сравнительный анализ буровых растворов на водной и углеводородно	ой
основе	49
3.3 Практическая часть	50
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5	56
4.1 Основные направления деятельности и организационная структур	pa
управления бурового предприятия Томский филиал АО «Сибирска	ая
сервисная компания» (ТФ АО ССК)	56
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия	56
4.1.2 Организационная структура управления предприятием	56
4.2 Расчет нормативной продолжительности	58
строительства скважины	58
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ г	по
строительству скважины	58

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей
бурения
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли
(HFO)
4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и
технологии
5 Социальная ответственность
5.1 Производственная безопасность
5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование
мероприятий по защите персонала буровой от их действия 66
5.2.1 Вредные производственные факторы
5.2.2 Опасные производственные факторы
5.3. Экологическая безопасность
5.3.1. Анализ возможного влияния процессов, сопровождающих
строительство скважины, на окружающую среду73
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях
5.4.1. Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин 75
5.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при
строительстве скважин
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 78
5.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства
5.5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 79
Заключение
Список использованных источников
Приложение А. Географо-экономическая характеристика Каргасокского
района Томской области
Приложение Б. Геологические условия бурения
Приложение В. Газонефтеводоность Федюшкинского месторождения 92
Приложение Г. Осложнения Федюшкинского месторождения

Приложение Д. Исследовательские работы на проектируемой скважине 95
Приложение Е. Расчёты профиля проектируемой скважины97
Приложение Ж. Данные по проектированию конструкции скважины 99
Приложение И. Выбор долот по интервалам
Приложение К. Режимы бурения скважины по интервалам 103
Приложение Л. Компоновка низа бурильной колонны108
Приложение М. Гидравлическая программа промывки скважины
Приложение Н. Технические средства и режимы бурения при отборе керна
Приложение П. Проектирование буровой установки115
Приложение Р. Преимущества и недостатки РУО116
Приложение С. Финансовые расчёты по строительству скважины
Приложение Т. Социальная ответственность при строительстве скважины 129
Приложение У. КНБК для бурения под эксплуатационную колонну131
Приложение Ф. Геолого-технический нарял на скважину

Введение

Нефть и газ в топливно-энергетическом комплексе России занимают важнейшее положение, являются одним из решающих факторов технического прогресса, активно влияют на темпы развития экономики, служат предметом экспорта, вместе с продуктами нефтегазопереработки составляют значительную долю во внешней торговле страны. Нефть и газ используются в качестве сырья для производства многих материалов. Из нефти получают тысячи различных продуктов: пластмассы, синтетические вещества, горючее для двигателей, смазочные масла, котельно-печное топливо, мазут, битум для асфальта, лаки, растворители и др..

Основными проблемами нефтяного комплекса России являются следующие: высокая зависимость отрасли от состояния коньюктуры мирового рынка; невосполняемость текущей добычи приростом годовых запасов нефти и газа; высокий удельный вес неработающего фонда скважин.

Решение этих проблем возможно следующими методами: повышения эффективности разработки месторождений; сокращения фонда бездействующих и законсервированных скважин; промышленного освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири; создание благоприятных условий для влияния инвестиций в нефтедобывающую и нефтеперерабатывающую отрасли; коренную реконструкцию и модернизацию предприятий нефтеперерабатывающей промышленности.

Поэтому при выполнении данного дипломного проекта по теме «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклоннонаправленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2845 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)» были учтены все конкретные особенности и перспективы дальнейшего развития месторождения. А также были запроектированы технические и технологические решения, направленные на повышение качества строительства скважины.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Характеристика района бурения скважины представлена в таблице А.1 приложение А. Схема проезда по дорогам в районе месторождения, а также месторасположение района представлена на рисунке А.1, приложение А.

1.2 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез по проектируемой скважине представлен в таблице Б.1.. Литологический состав горных пород представлен в таблице Б.2. Физико-механические условия бурения, а также свойства горных пород представлены в таблице Б.3. Градиенты температур, давлений гидроразрыва, горного давления, а также порового давления представлены в таблице Б.4, приложение Б. После таблиц приведена краткая личная характеристика/анализ геологических условий бурения.

В интервале 2840-2900 наблюдается переслаивание пород различной твёрдости, что может привести к сильным колебания инструмента и колебаниям механической скорости бурению.

Интервалов, несовместимых по условиям бурения - нет: рекомендуется применять классическую одноколонную конструкцию скважины. Из-за высокой температуры в интервале продуктивного пласта следует обратить особое внимание на тип бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта и его термическую устойчивость.

1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения

Данные о нефтеносности, газоносности и водоносности района представлены в таблице В.1, приложение В. Разрез представлен 1 нефтеносным и 6 водоносными пластами. Для водоснабжения кустового основания будет со-

оружена вертикальная скважина с целью добычи воды из пласта глубиной 250 метров.

1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице Г.1 приложения Г. В интервалах 0-1800 могут происходить интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. В данных интервалах планируется осуществлять набор и стабилизацию угла соответственно, поэтому можно предположить, что в данных интервалах возможно интенсивное желобообразование, которое может привести к посадкам и затяжкам инструмента. В интервал 910-2815 метров является прихватоопасной зоной. Так как в этом интервале будет происходить набор угла, стабилизация и падение зенитного угла, то при плохой промывке и не соблюдения режима промывки возможен дифференциальный прихват.

1.5 Исследовательские работы

Данные об исследовании скважины и различных запланированных испытаниях представлены в таблице Д.1 приложения Д.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины

Учитывая исходные данные на бурение (длина вертикального участка – 100 метров, расстояние между точками входа в пласт основного и пилотного ствола не более 100 метров, глубина скважины – 2845 метров) наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование пятиинтервального профиля скважины. Пятиинтервальный профиль пилотного ствола позволит без проблем осуществить испытание продуктивного ствола (последний интервал – интервал стабилизации для установки испытательного оборудования), для основного ствола такой профиль позволит добиться запроектированной глубины, пробурить горизонт длинной 500 метров, а также установить хвостовик в эксплуатационной колонне.

Совмещенный профиль основного и пилотного ствола скважины представлены на рисунке 1.

Расчётные данные по профилю основного ствола представлены в таблице Е.1 приложения Е. Результаты проектирования пилотного ствола представлены в таблице Е.2, приложение Е.

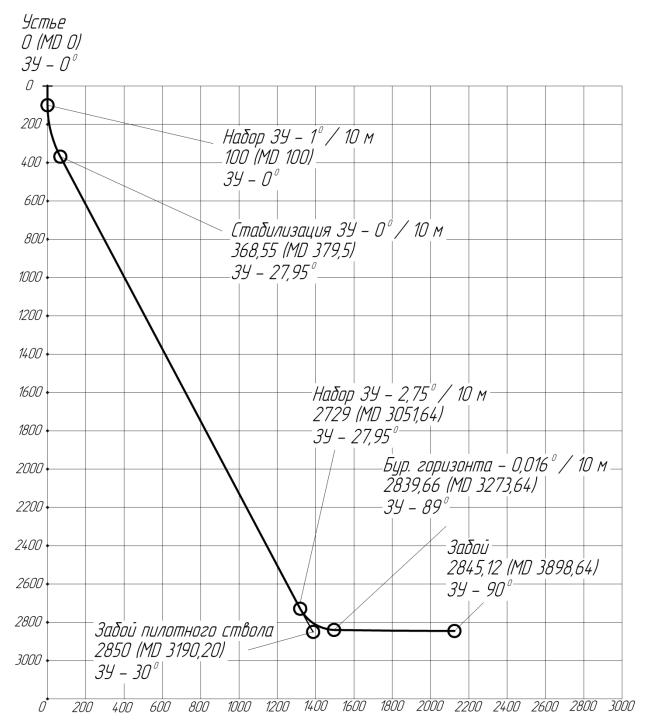


Рисунок 1. Профиль проектируемой скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

Проведем проектирование конструкции скважины. Для этого перепишем необходимые исходные данные для проектирования скважины в таблицу 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчёта конструкции скважины

Параметр	Описание
Тип скважины	Нефтяная
Дебит, м ³ /сут	-
$P_{\Pi JI}^{MAKC}$, МПа	28,45
L, M	3898,64
P_{ϕ} , г/см ³	0,689
grad P _{ГР} , МПа/м	0,02

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Для определения конструкции забоя, проверим коллектор на устойчивость. Порода будет считаться устойчивой, если выполнено условие:

$$\sigma_{\text{CM}} \ge \sigma_{\text{CM}}^{\text{pacy}}$$
 (2.2.1.1)

При этом $\sigma_{\text{сж}}$ - предел прочности пород продуктивного пласта при односном сжатии (30МПа). Расчётное значение предела прочности рассчитывается по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{Cж}}^{\text{pacq}} = 2 \cdot \left(K \cdot \left(P_{\text{rop}} - P_{\text{пл}} \right) + \left(P_{\text{пл}} - P_{3} \right) \right)$$
 (2.2.1.2)

где K - коэффициент бокового распора, рассчитываемый по формуле:

$$K = \frac{\mu}{1 - \mu} = \frac{0.3}{1 - 0.3} = 0.429 \tag{2.2.1.3}$$

где μ =0,3, т.к. горная порода коллектора - песчаник.

Определим горное давление в пласте-коллекторе:

$$P_{\text{rop}} = grad_i P_{\text{rop}} \cdot h_i$$
 (2.2.1.4)
 $P_{\text{rop}} = 64,66 \text{ M}\Pi a;$

Минимальное забойное давление находится по формуле:

$$P_{3} = \dot{\rho}_{H} \cdot g \cdot \left(H_{\text{под}} - h_{\text{д}} \right) \tag{2.2.1.5}$$

где $h_{\rm д}$ - динамический уровень в скважине в конце эксплуатации и определяется по формуле 6:

$$h_{\rm д} = \frac{2 \cdot H_{\rm CKB}}{3} = 1896,67 \, {\rm M} \qquad (2.2.1.6)$$

$$P_{\rm 3} = 689 \, \frac{{\rm K}\Gamma}{{\rm M}^3} \cdot 9,81 \, \frac{{\rm M}}{{\rm c}^2} \cdot (2840 \, {\rm M} - 1896,67 \, {\rm M}) = 6,38 \, {\rm M}\Pi{\rm a};$$

$$\sigma_{\rm CK}^{\rm pacq} = 75,2 \, {\rm M}\Pi{\rm a};$$

$$30 \, {\rm M}\Pi{\rm a} {\stackrel{\textstyle >}{\textstyle \sim}} -75,21 \, {\rm M}\Pi{\rm a},$$

Так как условие устойчивости не выполняется, порода-коллектор в призабойной зоне неустойчива.

Способ закачивание скважины: закрытый (обсаженный) вышележащий интервал скважины с открытым интервалом продуктивного пласта и использованием фильтра в хвостовике.

2.2.2 Построение графика совмещённых давлений

Построим график совмещенных давлений для определения числа обсадных колонн и определения интервалов, несовместимых по условиям бурения рисунок 1.Ж, приложение Ж.

Из графика видно, что интервалов, несовместимых по условиям бурения нет, промежуточные колонны не требуются. Однако по условию технического задания требуется спуск хвостовика в интервал продуктивного пласта.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Определим число обсадных колонн и глубин их спуска. Рыхлые породы (суглинки, супеси) заканчиваются на глубине 30 метров, но по условие технического задания необходимая длинна вертикального участка скважины составляет 100 метров. Поэтому для придания скважине большей устойчивость и прохождения вертикально участка роторной компоновкой запроектируем глубину спуска направления до 100 метров.

Фактически весь стратиграфический разрез скважины представлен перемежещающимися глинами, песчаниками и алевролитами. Кроме того практически по всей длине скважины наблюдаются различные осложнения. Только в интервале от 800 до 910 метров отсутствуют обвалы и осыпи стенок скважины, кроме того, в этом интервале не наблюдается водопроявления. Так что за глубину спуска кондуктора примем глубину 850 метров.

Глубина спуска эксплуатационной колонны — 2820 метров (указана в техническом задании).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервалы цементирования проектируем в соответствии с правилами ТБ НиГП:

- Направление 0-100 метров;
- Кондуктор 0-800 метров;
- Эксплуатационная колонна 667,5-2820 метров;

2.2.5 Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн

Проведём расчёт диаметров скважин и обсадных колонн. По техническому заданию диаметр хвостовика, спускаемого в интервал продуктивного пласта, составляет 114,3 мм. Диаметры обсадных колонн и скважин представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Диаметр Диаметры обсадных колонн и скважин

Обсадная колонна	Диаметры колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	324	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная ко- лонна	168,3	215,9
Хвостовик	114,3	152,4

Общий вид конструкции скважины приведен на рисунке Ж.2, приложение Ж.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Рассчитаем максимальное устьевое давление для нефтяной скважины по формуле 2.2.6.1:

$$P_{MV} = P_{n\pi} - \rho_{\scriptscriptstyle H} \cdot g \cdot H_{\kappa p}; \qquad (2.2.6.1)$$

где P_{MV} – максимальное устьевое давление, МПа;

 $\rho_{\scriptscriptstyle H}$ – плотность нефти, кг/м³;

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

 $H_{\kappa D}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{MV} = 28,45 - 689 * 9,805 * 1700 = 16,97 M\Pi a;$$

Помимо максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК1-21-168х245.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением применяют 5 схему. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-230/80x21, ГОСТ 13862-90.

Все основные данные проектирования конструкции скважины представлены в таблице Ж.1, приложение Ж.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Как уже ранее было сказано, рекомендуется применять одноколонную конструкцию скважины для успешного построения данной скважины. Следовательно, есть три интервала бурения для выбора способа бурения. Для бурения направления будем использовать роторный способ бурения, т.к. колонна на этом интервале имеется небольшой вес и можно достаточно легко поддерживать высокие скорости вращения ротора, а следовательно и механическую скорость бурения. Для бурения под кондуктор планируется использовать ВЗД, так как в этом интервала планируется набор зенитного угла. Кроме того, использование ВЗД обеспечит высокие скорости вращения долота и высокие темпы проходки данного интервала. Бурение под эксплуатационную колонну и хвостовик также планируется с применением ВЗД и ротора, т.к. в этом интервале будет интенсивный набор угла (до 90°), бурение ротором совместно с ВЗД планируется в интервале стабилизации (горизонта), для предотвращения дифференциальных прихватов буровой колонны.

Таблица 9 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-100	Направление	Роторный
100-800	Кондуктор	Роторный с применени- ем ВЗД
800-2845	Эксплуатационная ко- лонна/хвостовик	Роторный с применени- ем ВЗД
2840-2850	Отбор керна	Роторный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

На первом этапе решения этой задачи необходимо провести разделение горных пород геологического разреза на пачки по буримости. Общепризнанными характеристиками отдельной пачки являются следующие:

- твердость и абразивность пород пачки существенно не отличаются;
- толщина пачки не должна быть меньше проходки на долото;
- пачка непрерывна и разбуривается долотами одного типоразмера.

Выборка долот для строительства проектируемой скважины представлена в таблице И.1 приложения И.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое способно обеспечить максимальную механическую скорость бурения при значительном экономическом эффекте. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными породами.

Для всех последующих интервалов проектируются долота PDC. Поскольку разрез представлен породами, в которых максимальная категория пород –5, допустимо применение стандартных PDC резцов без преждевременного износа и выхода долот из строя.

Для отбора керна в интервале 2840-2850 м проектируем бурголовку с резцами PDC. Выбор обусловлен рентабельностью применения лопастных долот и предусматривает задачу максимального сохранения целостности керна. Применение алмазных коронок для твердости пород данного интервала нецелесообразно, а шарошечные бурголовки в процессе бурения вызывают значительные вибрации в КНБК, что негативно повлияет на вынос керна.

2.3.3 Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка для шарошечных долот рассчитывается согласно " по формуле:

$$G_1 = \frac{\alpha \cdot P_{uu} \cdot F}{10^3} \tag{2.3.3.1}$$

где α – коэффициент забойных условий, $\alpha \in [0,33;0,59]$;

 P_{uu} — средневзвешенная твердость горных пород по штампу для данной пачки пород по буримости, кг/см²;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота, см 2 .

Опорная поверхность для шарошечных долот рассчитывается по формуле:

$$F = \frac{D_{\pi}}{2} \cdot \eta \cdot \delta \tag{2.3.3.2}$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, см;

 η — коэффициент перекрытия — отношение длины образующей шарошки к суммарной длине зубьев, контактирующих с породой, для современных долот $\eta = 0.7-1.7$, в расчетах можно принять $\eta = 1$;

 δ — начальное притупление зубьев, см, δ = 1—4 мм, в расчетах принимается среднее значение δ = 1,5 мм.

Для PDC долот опорная площадь рассчитывается по следующей формуле:

$$F = 0.03 \cdot D_{\rm c} \cdot k_T \tag{2.3.3.3}$$

где k_m – число зубцов на рабочей поверхности;

 D_c – средний диаметр зубцов, мм.

При статистическом расчете осевой нагрузки G_2 используется формула:

$$G_2 = q \cdot D_{\pi} \tag{2.3.3.4}$$

где q – удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кH/мм;

Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото G_3 не должна превышать 80% от предельной G_{nped} , указанной в технической характеристике (паспорте) долота, то есть:

$$G_3 = 0.8 \cdot G_{\text{прел}}$$
 (2.3.3.5)

Результаты расчёта осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице К.1, приложение К.

2.3.4 Расчёт частоты вращения долота

Для безопроных PDC расчёт частоты вращения производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_{II}}{D_0} \tag{2.3.4.1}$$

где V_{II} — рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

Расчет частоты вращения шарошечного долота n_2 по минимально допустимому времени контакта зуба долота с породой ведется по формуле:

$$n_2 = 0.6 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_W}{\tau \cdot z \cdot D_{\pi}} \tag{2.3.4.2}$$

где $d_{\text{ш}}-$ диаметр шарошки, мм;

au – минимальное время контакта зуба долота с породой, мс;

z – число зубьев на периферийном венце шарошки.

Результаты проектирования осевой частоты вращения представлены в таблице К.2, приложение К.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 3.

 Таблица 3 – Проектирование параметров забойного двигателя по

 интервалам бурения

Инте	ервал	100-800	800-2850	2729-2820	2820-2845
			Исходные дані	ные	
$\mathbf{D}_{\!\scriptscriptstyle\mathrm{J}}$	M	0,2953	0,2159	0,2159	0,1524
	MM	295,3	215,9	215,9	152,4
\mathbf{D}_{3 дп	редв.,	236,2-265,8	172,8-194,3	172,8-194,3	121,9-137,2
MM					
Результаты проектирования					
$D_{_{3,\mathrm{I}}}$,	, MM	240	178	178	127

Для интервала бурения под кондуктор (100-800 м) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор угла. Для интервала бурения под пилотный ствол и эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также способен обеспечивать высокий рабочий момент на долоте при бурении средних по твердости горных пород. Для интервала бурения под хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель ДР-127. Его применение позволит осуществить набор зенитного угла до 90 градусов и провести ствол скважины в продуктивном пласте толщиной 5 м.

Результаты выбора забойных двигателей и их технические характеристики представлены в таблице К.3, приложение К.

2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

В таблице 4 представлено проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну в основном стволе.

Таблица 4 — Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ							
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	НУБТ-178	178	18,6	3153,3			
Бурильные трубы							
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	ПК-127х9,19 (Е)	127	360	9615,6			
ТБТ							
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	ТБТ-127	127	49,3	3500			
2	ТБТ-127	127	49,3	3500			
Бурильные трубы							
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	ПК-127х9,19 (E)	127	2784	80436,84			

Ниже представлен расчет бурильной колонны при бурении с использованием гидравлического забойного двигателя ствола скважины под пилотный ствол. Расчет производится для момента отрыва долота от забоя при циркуляции бурового раствора.

Спроектированные КНБК по интервалам бурения приведены в приложении Л, таблице Л.1.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 5

Таблица 5 – Исходные данные

Данные по профилю скважины		Данные об инструменте		
Н, м	100	D _{убт 1} , м	0,178	
α ₁ , рад	0,5236	$q_{ m y ar 6 T}$ 1, КГ/М	174,1	
R ₁ , м	572,96	D, м	0,127	
L, м	279,5	δ, м	0,0092	
L _{III} , M	2810,7	d, м	0,1086	
Прочие данные		q, H/м	314,12	
G, H	80000	Е, Па	$2,1\cdot 10^{11}$	
$\rho_{\text{бр}}$, кг/м ³	1070	G, Па	0,8·10 ¹¹	
ρ _{ст} , кг/м ³	7850	D _д , м	0,2159	
ΔР, Па	6700000	1 _{тьт} , м	98,64	
Q _{взд} , Н	10163	l _{Яс} , м	5,12	

Предварительно необходимо рассчитать геометрические характеристики бурильных труб.

Площадь сечения металла труб F:

$$F = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4}(0.127^2 - 0.1086^2) = 0.0034 \,\text{m}^2$$

Площадь проходного сечения F_n :

$$F_n = \frac{\pi}{4}d^2 = \frac{\pi}{4} \cdot 0,1086^2 = 0,00926M^2$$

Осевой момент сопротивления W:

$$W = \frac{\pi}{32} D^3 \left(1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right) = \frac{\pi}{32} \cdot 0,127^3 \left(1 - \left(\frac{0,1086}{0,127} \right)^4 \right) = 9,357 \cdot 10^{-5} \,\text{M}^3$$

Полярный момент сопротивления W_{ρ} :

$$W_{\rho} = 2W = 2 \cdot 9{,}357 \cdot 10^{-5} = 0{,}000187 \,\mathrm{m}^3$$

Осевой момент инерции I:

$$I = \frac{\pi}{64}(D^4 - d^4) = \frac{\pi}{64}(0.127^4 - 0.1086^4) = 5.94 \cdot 10^{-6} \,\text{M}^4$$

Полярный момент инерции I_{ρ} :

$$I_{\rho} = 2I = 2 \cdot 5,94 \cdot 10^{-6} = 1,188 \cdot 10^{-5} \,\text{M}^4$$

Также рассчитаем коэффициент выталкивающей силы (Архимеда):

$$k_A = 1 - \frac{\rho}{\rho_{cm}} = 1 - \frac{1070}{7850} = 0.864$$

Осевое гидравлическое усилие на корпусе забойного двигателя:

$$F_{3\text{J}} = P_{3\text{J}}F_{\text{II}} = 6.7 \cdot 10^6 \cdot 0.00926 = 62061.79 \text{ H}$$

Длина и число УБТ:

$$l_{\text{YET}}^* = \frac{1,25}{q_{\text{YET}} cos\alpha} \left(G - G_{3\text{A}} k_A cos\alpha - F_{3\text{A}} - G_{\text{KHEK oct}} k_A cos\alpha \right)$$

$$= \frac{1,25}{174,1 \cdot 9,81 \cdot \cos(0,5236)} (80000 - 10163 \cdot 0,864 \cdot \cos(0,5236)$$

$$- 62061,8 - 46234) = -565,36 \text{ M}$$

В связи с тем, что в результате расчета получается отрицательная величина, делаем вывод о ненадобности установки дополнительных УБТ в добавок к уже запроектированным.

Длина колонны бурильных труб:

$$l_{\mathrm{BT}} = L - l_{\mathrm{KHBK}} - l_{\mathrm{TET}} - l_{\mathrm{яc}} = 2857 - 28,17 - 98,64 - 5,12 = 3058,27$$
 м Сила тяжести КНБК:

$$G_{KHBK} = 4734,55 \cdot 9,81 = 46004,5 H$$

Сила тяжести бурильных труб:

$$G_{BT} = q_{BT}l_{BT} = 3058,27 \cdot 314,12 = 979258,1 H$$

Забойное давление в нижнем сечении бурильных труб:

$$p_{3a\delta} = \rho g(L - l_{KHEK} cos α) = 1070 \cdot 9,81 \cdot (3190,20 - 28,17 \cdot cos(0,54))$$

= 33230495,7 Πa

Выталкивающая сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении:

$$F_A = p_{3a6}F = 33230495,7 \cdot 0,0034 = 113140,95 H$$

Коэффициенты трения при поступательном движении труб:

- в открытом стволе $f_3 = 0.4$;
- внутри обсадной колонны $f_2 = 0.2$.

Продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб:

$$F_{\text{тр.КНБК}} = f_3 \left(G_{\text{КНБК}} + G_{3д} \right) k_A \sin \alpha_2$$

$$= 0.4 \cdot (46446 + 10163) \cdot 0.864 \cdot \sin(0.5236) = 9778.6 \text{ H}$$

$$N(l_{\text{БT}}) = \left(G_{\text{КНБК}} + G_{3д} \right) k_A \cos \alpha_1 + F_{\text{тр.КНБК}} + F_{3д} - F_A$$

$$= (46446 + 10163) \cdot 0.864 \cdot \cos(0.5236) + 9778.6 + 62061.8$$

$$- 113140.95 = 1041.8 \text{ H}$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на участке стабилизации:

$$\begin{aligned} \mathbf{F}_{\Pi 3} &= \left(\mathbf{q} \left(\mathbf{L}_{\Pi \Pi} - \mathbf{l}_{KHEK} - l_{TET,Ac}\right) + \mathbf{G}_{KHEK} + \mathbf{G}_{3 \pi} + G_{TET,Ac}\right) \mathbf{k}_{A} \sin \alpha \\ &= \left(314,12 \cdot (2672,14 - 28,17 - 98,64 - 5,12) + 46446 \right. \\ &+ 10163,2 + 74953,12) \cdot 0,864 \cdot \sin(0,5236) = 420195 \, H \end{aligned}$$

Суммарная сила трения на участке стабилизации:

$$F_{TD3} = f_3 F_{TI3} = 0.4 \cdot 401400 = 168078 H$$

Продольное усилие в начале участка стабилизации:

$$\begin{split} \mathrm{N_3} &= \mathrm{N(l_{6T})} + \left(\mathrm{q(L_{III} - l_{KHEK} - l_{TET,Ac})} + G_{TET,Ac}\right) + G_{TET,Ac}\right) \cos\alpha + \mathrm{F_{Tp3}} - \mathrm{F_{Tp.KHEK}} \\ &= 1041.8 + (314.12 \cdot (2810.7 - 28.17 - 103.76) + 74953.12) \\ &\cdot \cos(0.5236) + 168078 - 9778.6 = 954407.258 \, H \end{split}$$

Поперечная прижимающая сила на участке искривления профиля:

$$\begin{split} F_{\pi 2} &= q R_1 (2(1-\cos\alpha) - \alpha \sin\alpha) - N_3 \alpha \\ &= 314,12 \cdot 572,96 \cdot (2 \cdot (1-\cos(0,5236) - 0,5236 \cdot \sin(0,5236)) \\ &- 954407,258 \cdot 0,5236 = -498620 \text{ H} \end{split}$$

Отрицательное значение говорит о том, что колонна прижимается к верхней стенке скважины.

Сила трения на участке искривления:

$$F_{\text{TD2}} = f_2 |F_{\text{H2}}| = 0.2 \cdot 498620 = 99724,16 \text{ H}$$

Продольное усилие в сечении изгиба:

$$N(H) = N_3 + qh + F_{TP2} = 954407 + 314,12 \cdot 100 + 99724,16 = 1085543,7 H$$

Суммарное продольное усилие от веса бурильной колонны в жидкости:

$$\begin{aligned} G_{\text{БK}} &= \left(\left(G_{3\text{д}} + G_{\text{KHБK}} \right) \cos \alpha + q(L - L_{\text{KHБK}} \cos \alpha) \right) k_{\text{A}} \\ &= \left((10163.2 + 46445) \cdot \cos(0.5236) + 314.12 \right. \\ &\cdot \left(2810.7 - 28.17 \cdot \cos(0.5236) \right) \right) \cdot 0.864 = 798276.8 \text{ H} \end{aligned}$$

Суммарная сила трения на невертикальных участках профиля:

$$F_{TD} = F_{TD2} + F_{TD3} = 99724,16 + 168078 = 267802,4 H$$

Продольное усилие в верхнем сечении колонны:

$$N(0) = N(H) + qH = 1085543,7 + 314,12 \cdot 100 = 1116955,418$$
 Н Изгибающий момент:

$$M_{\text{\tiny M}} = \frac{\text{EI}}{R_1} = \frac{2.1 \cdot 10^{11} \cdot 5.94 \cdot 10^{-6}}{572,96} = 2177,81 \text{ H} \cdot \text{M}$$

Напряжение изгиба:

$$\sigma_{_{\rm II}} = \frac{{\rm M}_{_{\rm II}}}{{
m W}} = \frac{{
m ED}}{2{
m R}_{_{1}}} = \frac{2177,\!81}{9.35\cdot 10^{-5}} = 23273876,\!01\,\Pi{
m a}$$

Нормальное напряжение:

— в сечении изгиба:
$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_{_{\rm H}} = \frac{1085543,7}{0,0034} + 23273876,01 = 342107567,8 Па$$

– в верхнем сечении:
$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F} = \frac{1085543,7}{0,0034} = 319277558,8$$
 Па.

Наиболее опасным сечением является то, в котором нормальные напряжения достигают максимальной величины. В данном случае они наблюдаются в сечении изгиба.

Коэффициент запаса статической прочности согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности $k_{\rm cr}=1,4.$

Требуемый предел текучести материала бурильных труб:

- в сечении изгиба: $\sigma_{\scriptscriptstyle T}(H) = k_{\scriptscriptstyle CT} \sigma(H) = 1,4 \cdot 342107567,8 = 478950595 \ \Pi a = 478,95 \ M\Pi a$
- в верхнем сечении: $\sigma_{\tau}(0) = k_{c\tau}\sigma(0) = 1,4 \cdot 319277558,8 = 4466367168 Па = 446,64 МПа$

Группа прочности материала труб, отвечающая требуемому пределу текучести: Е ($\sigma_{\scriptscriptstyle T}=517$ МПа, фактический $k_{\scriptscriptstyle CT}=1,46$).

Допускаемая растягивающая нагрузка в верхнем сечении, соответствующая пределу текучести материала труб:

$$[N(0)] = \sigma_{T}(0)F = 517 \cdot 10^{6} \cdot 0,0034 = 1562443,83 H$$

Допускаемое усилие для ликвидации прихвата:

$$\Delta G = [N(0)] - N(0) = 1532443,83 - 1116031,3 = 446412,5 H$$

Наибольшие допускаемые глубины спуска секций в клиновом захвате при коэффициенте охвата C=0.9.

Предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате с учетом коэффициента охвата:

$$Q_{\text{\tiny TK}}^{\it C} = Q_{\text{\tiny TK}} \cdot \it C \cdot \it F = 517 \cdot 10^6 \cdot 0,9 \cdot 0,0034 = 1760246,7 \; \text{H}$$

Коэффициент запаса n = 1,15.

Наибольшая длина спуска КБТ в клиновом захвате:

$$l_{\text{K1}} = \frac{\frac{Q_{\text{TK}}^{\text{C}}}{n} - G_{\text{KHBK}}}{q \cdot \text{k}_{\text{A}}} = \frac{\frac{17602467,6}{1,15} - 46004,5}{314,12 \cdot 0,862} = 4915,4 \text{ M}$$

Полученная величина больше длины принятой колонны бурильных труб, соответственно трубы данной прочности допускается использовать.

Максимальная длина секции бурильных труб:

$$\begin{split} l_{\text{dk}} &= \frac{\frac{\sigma_{\text{T}} \cdot F}{n \cdot \text{K}_{\text{T}}} - K \cdot \text{G}_{\text{KHBK}} - \Delta \text{P} \cdot \text{F}_{\text{II}}}{K \cdot \text{q} \cdot \text{k}_{\text{A}}} \\ &= \frac{\frac{517 \cdot 10^6 \cdot 0,0034}{1,45 \cdot 1} - 1,15 \cdot 46004,5 - 6,7 \cdot 10^6 \cdot 0,00926}{1,15 \cdot 314,12 \cdot 0,86} = 3684,3 \text{ m}; \end{split}$$

Расчетная длина превышает проектируемую, следовательно, данные трубы можно использовать для комплектования бурильной колонны.

2.3.7 Обоснование типов и компонентных составов промывочной жид-

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервала под направление — глинистый; для интервала под кондуктор — полимерглинистый; для бурения пилотного ствола и интервала под эксплуатационную колонну — полимер-карбонатный; для бурения интервала под хвостовик, в том числе вскрытия продуктивного пласта — биополимерный хлоркалиевый.

Очистку бурового раствора предлагается проводить по схеме, изображённой на рисунке К.1, приложение К. Данная схема работает по следующему алгоритму:

- 1. На первой стадии раствор поступает линейно на 3 параллельно стоящие вибросита (поток жидкости равномерно распределяется между ними). Установка трёх вибросит позволит поставить на вибросита более мелкие сетки и удалить большое количество выработки на первом этапе очистки;
- 2. Вторая ступень ступень грубой очистки. Очистки от песка. Раствор после первой ступени подаётся на песко- и илоотделители в вибросито-гидроциклонную установку. Очищенная часть идёт на третью ступень очистки, а пульпа идёт на вибросито с целью минимизации потерь бурового раствора;

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице К.4, приложение К. В таблице К.5 приложения К представлен компонентный состав бурового раствора [3].

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

В таблице М.1, приложение М, представлены исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

В таблице М.2, приложение М, представлены диаметры втулок и количество насосов на каждый интервал бурения скважины.

В таблице М.3 приложения М представлены результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

Предельное внутреннее давление жидкости, соответствующее пределу текучести материала труб:

$$p_{\text{вн}} = \frac{2\delta c}{D} \sigma_{\text{\tiny T}} = \frac{2 \cdot 0,00919 \cdot 0,875}{0,127} \cdot 517 = 65,5 \text{ МПа}$$

Избыточное давление в верхнем сечении определяется из гидравлического расчета промывки скважины:

$$\Delta p(0) = P_{\pi} + P_{3\pi} + P_{6\kappa} + P_{\kappa\Pi} + P_{\Gamma} = 3,86 + 6,7 + 0,49 + 1,945 + 0,145$$

$$= 13,14 \text{ M}\Pi a$$

Коэффициент запаса прочности трубы на внутреннее давление:

$$n_{\text{BH}} = \frac{p_{\text{BH}}}{\Delta p(0)} = \frac{65.5}{13.14} = 4.985$$

Полученное значение превышает допускаемый коэффициент запаса прочности на внутреннее давление $[n_{BH}] = 1,15$ [5].

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервала отбора керна принимаем бурголовку производства компании НПО «Буринтех» БИТ 215,9/100 В 913 О.02. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя бурголовки. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице Н.1, приложения Н.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчёт обсадных колонн

Исходные данные к расчёту обсадных колонн представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Исходные данные к расчёту обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $ ho_{npod}$, $\kappa \mathcal{E}/\mathcal{M}^3$	1000	плотность буферной жидкости $ ho_{\textit{буф}},\ \textit{кг/M}^{\textit{3}}$	1075
плотность облегченного тампонажного раствора ρ_{mpo6n} , $\kappa z/M^3$	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{mp\; h},\; \kappa \epsilon/m^3$	1900
плотность нефти $\rho_{\scriptscriptstyle H}$, $\kappa \epsilon/m^3$	689	глубина скважины, м	2820
высота столба буферной жидкости h_I , м	667,5	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , M	50
высота цементного стакана h_{cm} , M	10	динамический уровень скважины h_{∂}, M	1900

2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 2(a) представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 7 записаны результаты расчёта наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом давлении на устье.

Таблица 7 – Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина располо-	0	667,5	2770	2810	2820
жения точки, м	U	007,5	2110	2810	2020
Наружное избы-					
точное давление,	0	0,49	8,74	9,28	9,28
МПа					

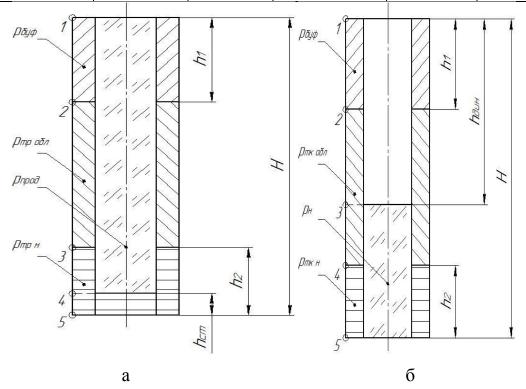


Рисунок 2. а) Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины.

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 2 (б) представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 8 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации скважины при снятом на устье давлении.

Таблица 8 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	667,5	2770	2810	2820
Наружное избыточное давление, МПа	0	7,04	19,72	22,80	22,54

По расчётам строим эпюру избыточных давлений (рис. 3).

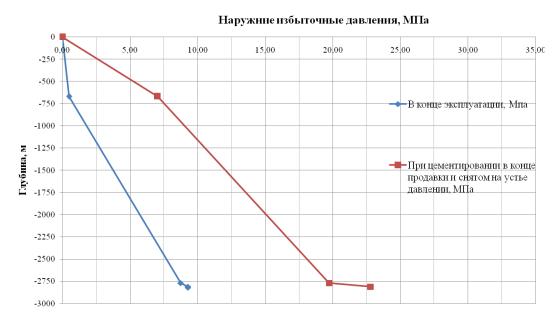


Рисунок 3. Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Схема расположения уровней жидкости в конце продавки тампонажного раствора представлена на рисунке 4.

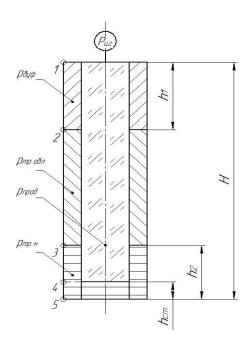


Рисунок 4. Схема расположения уровня жидкостей в конце продавки тампонажного раствора

Максимальное давление на цементировочной головке составляет P_{ue} =18,72 МПа. В таблице 9 приведены расчётные значения внутренних избыточных давлений в характерных точках скважины.

Таблица 9 — Значения внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина рас- положения	0	667,5	2770	2810	2820
точки, м					
Внутреннее избыточное давление, МПа	18,72	18,24	9,92	9,57	9,57

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности). Давление опрессовки составляет P_{on} =26,5 МПа.

В таблице 10 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

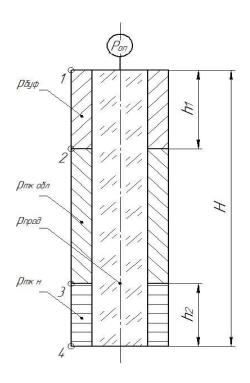


Рисунок 5. Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Таблица 10 — Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина распо-				
ложения точки,	0	667,5	2770	2820
M				
Внутреннее из-				
быточное давле-	26,5	26,02	24,98	24,77
ние, МПа				

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 6.

Внутренние избыточные давления, МПа

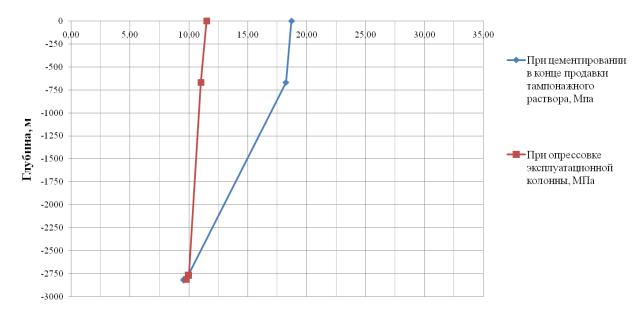


Рисунок 6. Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Результаты проектирования секций обсадной колонны представлены в таблице 11 [9].

Таблица 11 – Характеристика обсадных колонн

№ сек- ций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м		Интервал установки, м		
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	10,6	85,5	0,414	35,38	35,38	2820- 2769,8
2	Д	8	335,53	0,316	106,03	106,03	2769,8- 2400
3	Д	7,3	2448,4	0,294	719,83	861,24	2400-211,6
4	Д	8	211,6	0,316	66,87	928,11	211,6-0

2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{\mathcal{CC} \kappa n} + P_{\mathcal{CO} \kappa n} \le 0.95 \cdot P_{n\mathcal{C}} \tag{2.4.2.1.1}$$

Гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{cc \ \kappa n}=36{,}53$ МПа, гидродинамическое сопротивление в кольцевом пространстве $P_{c\partial \ \kappa n}=0{,}189$ МПа, а значит условие выполняется:

$$(36,53+0,189)$$
 МПа $\leq 44,95$ МПа $36,53$ МПа $\leq 44,95$ МПа;

Условие выполняется, значит, применяем прямое одноступенчатое цементирование [10].

2.4.2.2 Расчёт тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты расчёта состава и количества тампонажных реагентов приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Плотность тампо- нажного раствора	Объем тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения там- понажного рас- твора, м ³
$\rho_{mp H} = 1900 \text{kg/m}^3$	1,95	2684,6 (ПЦТ - I - 100)	1,27
$\rho_{oo\ mp}$ =1400 кг/м ³	47,6	30804,4 (ПЦТ - III - Об (4-6) - 100)	41,97
Сумма	49,55	33489	43,24

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочных жид-костей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	21,06
Продавочная	56,96

2.4.2.4 Гидравлический расчёт цементирования скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 7 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 8.

В таблице 13 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора t_{uem} составляет 80 мин.

Таблица 13 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	80,0
IV	5,9
III	6,8
II	8,85

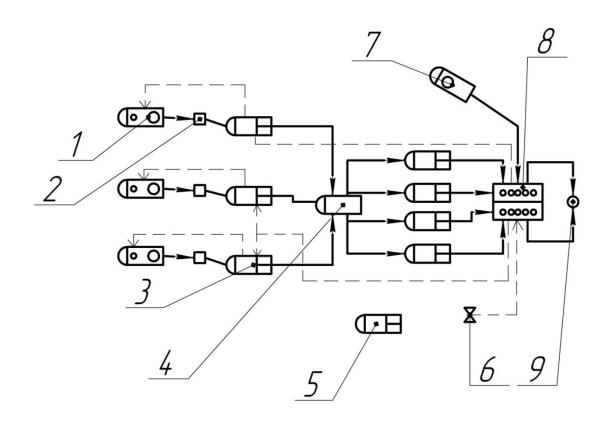


Рисунок 7. Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1— цементосмесительная машина УС6-30; 2 — бачок затворения; 3 — цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 — осреднительная ёмкость УО-16; 5 — цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 — подводящая водяная линия; 7 — станция КСПЦ 01; 8 — блок манифольдов СИН-43; 9 — устье скважины

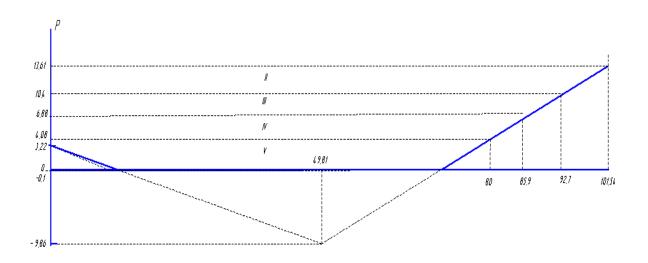


Рисунок 8 – График изменения давления на цементировочной головке

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационная колонна оборудуется специальной технологической оснасткой. В таблице 14 представлена выбранная для данной скважины технологическая оснастка обсадной колонны.

Таблица 14 — Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Наименование	Обозначение	Количество, шт.		
Цементировочная головка	ГУЦ-168 ОТТМ	1		
Разделительные пробки	ПРП-Ц-В-168	2		
Обратный клапан	ЦКОД-168 ОТТМ	1		
Башмак колонный	БКМ-168 ОТТМ	1		
Центраторы, в т.ч. по интервалам:		94		
• У башмака кондуктора	ЦЦ-2-168/216	5		
• 879-2729	цц 2 100/210	81		
• 2729-2820		8		

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Испытание скважины будет осуществляться в интервале продуктивного пласта 2830-2850 м в пилотном стволе с применением пластоиспытательного оборудования МИГ-146. Многоцикловой гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытаний пласта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления [8].

В комплект МИГ входят следующие элементы:

- Многоцикловой испытатель пластов ИПМ2-146;
- Компенсатор УРВ2-146;
- Клапан запорно-поворотный КЗ2-146;

- Клапан циркуляционный КЦМЗ-146;
- Пакер ПЦР2-146;
- Пробоотборник ПИГ2-146;
- Яс ЯГЗЗ-146;
- Манометры глубинные регистрирующие;
- Другие конструкционные элементы.

Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины изображена на рисунке 9.

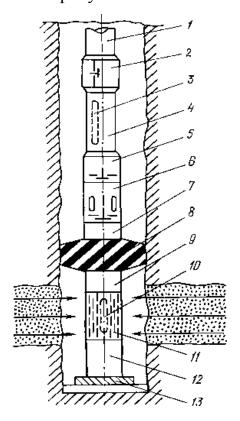


Рисунок 9 — Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины: 1,4 — бурильные трубы, 2 — циркуляционный клапан; 3 — верхний манометр, 5 — запорно-поворотный клапан; 6 — испытатель, 7 — яс, 8 — пакер, 9, 12 — УБТ, 10 — нижний манометр, 11 — фильтр, 13 — упорный башмак

Освоение скважины проведем поршневанием (свабированием) с помощью комплекта скважинного оборудования КС-62 в колонне НКТ 73 ГОСТ 633-88. Метод является экономически и экологически эффективным: оборудование имеет высокую мобильность и легко монтируется, позволяет

провести плавный запуск скважины, при этом снижая вероятность проникновения промывочных жидкостей в продуктивные пласты.

В конструкцию оборудования для свабирования входят:

- Узел заделки каната КС 62.01.000;
- Шаблон КС 62.00.006;
- Штанга КС 62.00.001;
- Скрепер КС 62.08.000;
- Ударник сваба КС 62.02.000;
- Извлекатель сваба КС.62.03.000;
- Сваб КС 62.03.000;
- Штанга грузовая КС 62.00.002.

2.5. Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице П.1, приложение П.

3 Специальная глава

Сравнительное исследование свойств буровых растворов на углеводородной основе стабилизированных эмульгаторами класса этанол амидов жирных кислот

Освоение новых нефтегазовых месторождений, характеризующихся сложными геолого-техническими и природно-климатическими условиями, предъявляет все более высокие требования к эффективности проведения буровых работ. В связи с чем, в отечественной и зарубежной практике все более широкое распространение при бурении и особенно при заканчивании скважин получают растворы на углеводородной основе (РУО).

Ключевым компонентом РУО является эмульгатор. В составе бурового раствора он выполняет основную функцию – делает возможным продолжительное существование эмульсии как гетерогенной системы, т. е. обеспечивает ее агрегативную устойчивость. При этом роль эмульгатора не сводится только к снижению межфазного натяжения на границе: вода – неполярная жидкость, важным фактором также является прочность создаваемого эмульгатором на поверхности глобул адсорбционного слоя и других надмолекулярных структур, формирующих так называемый «структурно-механический барьер». Кроме этого эмульгатор прямо или косвенно оказывает влияние на весь комплекс технологических свойств ГЭБР: реологию, фильтрацию, глиноемкость и т. д. Таким образом, эффективность ГЭБР во многом определяется природой используемого эмульгатора. Создание новых эмульгаторов и рецептур ГЭБР, управление их свойствами не возможно без понимания взаимосвязи между химическим строением стабилизатора эмульсии и параметрами бурового раствора.

3.1 Актуальность применения РУО в бурении

При разработке и эксплуатации нефтяных месторождений необходимо применять меры для предохранения нефтяных пластов и забоев скважин от преждевременного обводнения. При проникновении в породу фильтрата

бурового раствора возрастает водонасыщенность в призабойной зоне пласта (ПЗП), что значительно уменьшает относительную проницаемость пород для нефти и, как следствие, уменьшается дебит скважины, усложняется и замедляется процесс освоения скважины. Водные фильтраты промывочных жидкостей имеют обычно гидрофильную природу, хорошо смачивают и прочно удерживаются породами пласта. Удаление их с ПЗП затруднено даже при повышенных депрессиях [15]. В целях сохранения коллекторских свойств пластов и предупреждения осложнения при бурении в неустойчивых разрезах в последние десятилетия были разработаны и стали применяться в промышленных масштабах буровые растворы на нефтяной основе. Они предназначены для вскрытия и освоения продуктивных пластов, а также бурения соляных отложения с пропластками калийно-магниевых солей [16].

Область применения РУО:

- Бурение скважин с большим отходом;
- Бурение скважин со сложными профилями;
- Стабилизация неустойчивых отложений;
- В разведочном бурении при отборе керна;
- Вскрытие заглинизованных продуктивных пластов с низкой проницаемостью;
- При бурении в высоких положительных и отрицательных забойных температурах;
- Снижение объёмов приготовления растворов за счёт высокого коэффициента повторного использования

3.2 Сравнительный анализ буровых растворов на водной и углеводородной основе

Ряд неоспоримых преимуществ ГЭБР перед растворами на водной основе способствует все более широкому их внедрению в технологию бурения нефтяных и газовых скважин. К таким преимуществам в первую очередь относятся: инертность к разбуриваемой горной породе, отсутствие влияния на

коллекторские свойства продуктивных пластов, высокие триботехнические свойства и термостабильность. Кроме этого, ГЭБР легко утяжеляются в широком диапазоне плотностей, устойчивы к загрязнениям и легко очищаются от шлама, что делает возможным их многократное применение. Несмотря на более высокую стоимость по сравнению с БР на водной основе ГЭБР чрезвычайно эффективны при проходке неустойчивых хемогенных пород, при вскрытии заглинизованных продуктивных пластов с низкой проницаемостью, при бурении скважин со сложными профилями и протяженными горизонтальным участками, а также при бурении в условиях высоких положительных и отрицательных забойных температур.

Структурно, все преимущества и недостатки буровых промывочных жидкостей на углеводородной основе представлены в таблице Р.1, приложение Р.

3.3 Практическая часть

Цель исследования: исследование свойств модельных буровых промывочных жидкостей с использованием эмульгаторов класса этанол амидов жирных кислот.

Задачи исследования:

- Провести анализ литературный по технологическим характеристикам, областям применения, достоинствам и ограничениям применения буровых растворов, приготовленных на углеводородной основе;
- Исследовать основные свойства модельных буровых эмульсий, полученных с помощью различных эмульгаторов;
- Провести анализ влияния химической природы и способа его получения эмульгаторы на свойства буровых промывочных жидкостей;

Настоящая работа посвящена сравнительному исследованию свойств ГЭБР, стабилизированных продуктами конденсации жирных и смоляных кислот таллового масла с этаноламинами. Подобные продукты, а именно этаноламиды и эфиры жирных кислот, широко используются в качестве недорогой

основы эмульгирующих композиций различного назначения. Тем не менее, для данной группы ПАВ на сегодняшний день отсутствуют комплексные исследования, посвященные вопросу влияния особенностей строения эмульгатора на свойства эмульсий. Таким образом, целью настоящего исследования является устранение пробелов в данной области знаний.

В большинстве современных работ, посвященных изучению ГЭБР, в качестве стабилизаторов инвертных эмульсий используются промышленно выпускаемые марки эмульгаторов. Результаты таких исследований дают информацию о свойствах только конкретных марок реагентов и, как правило, не касаются вопроса о влиянии химической природы эмульгатора на характеристики получаемых буровых растворов. Это связано, главным образом, с отсутствием достоверной информации о составах таких реагентов. Один и тот же тип эмульгаторов может изготавливаться из различного сырья, по оригинальным технологиям, содержать разбавитель и специальные добавки. Ярким примером этого являются присутствующие на рынке многочисленные аналоги такого широко известного эмульгатора, как Эмультал. В подобных случаях проводить сравнительную оценку эффективности эмульгаторов на основе анализа их химической структуры не корректно. В связи с этим, в настоящей работе использовались специально синтезированные продукты, имеющие известный состав и полученные из идентичного жирно-кислотного сырья в одинаковых условиях.

Данная работа также является продолжением серии исследований, посвященных синтезу и практическому применению алкилоламидов жирных кислот в качестве эмульгаторов инвертных эмульсий [17].

Исследования проводились на модельных буровых растворах, состоящих из следующих компонентов:

- − Вода 195 гр.;
- Диз. топливо (зимнее) 255-262 гр.;
- − CaCl₂ (безводный) −65 гр.;

- − Органоглина ("Монамет") − 7 гр.;
- $CaCO_3 80$ гр.;
- Эмульгатор 2-18,5 гр.;

Содержание всех компонентов в ГЭБР было выбрано постоянным, кроме концентрации эмульгатора, которая варьировалась в диапазоне 3,5 – 32,2 г/дм³ бурового раствора, или 0,75 – 7 % (масс.) в углеводородной фазе. Объемное соотношение фаз: вода – углеводород, для всех случаев составляло 40: 60.

Определялся комплекс основных технологических характеристик исследуемых буровых растворов: плотность, электростабильность, реологические показатели, фильтрационные свойства.

В ходе выполнения исследований по каждой технологической характеристике был построен график, представленный на рисунке Р.1, приложение Р. Анализ полученных результатов показал, что:

- 1. Электростабильность ГЭБР закономерно повышается с ростом концентрации эмульгатора. При высоких концентрациях (более 20 г/дм³) данный показатель стабилизируется и в дальнейшем его роста не происходит. Наибольшая электростабильность наблюдаются у ГЭБР, стабилизированных диэтаноламидами, значения которой достигают 320 В при содержании эмульгатора 23 г/дм³ и более. Моноэтаноламиды и эфиры триэтаноламина имеют более низкую электростабильность, находящуюся на уровне 250-260 В при тех же концентрациях эмульгатора.
- 2. На реологические свойства буровых растворов исследуемые эмульгаторы оказывают принципиально различное влияние.

Пластическая вязкость рассматриваемых ГЭБР находится в диапазоне 20-25 мПа·с во всем исследуемом диапазоне концентраций эмульгатора. При этом в области $13\text{-}15 \text{ г/дм}^3$ для всех эмульгаторов обнаруживается слабовыраженный минимум.

Динамическое напряжение сдвига (ДНС) растворов, приготовленных с использованием эмульгаторов DcD и DcT, варьирует в диапазоне 75-105 дПа и не обнаруживает какой-либо зависимости от содержания эмульгатора. У растворов, стабилизированных DcM, зависимость ДНС от концентрации эмульгатора имеет два участка: первый участок характеризуется резким ростом данного показателя от 134дПа при 3,5 г/дм³до максимума — 250дПа при 9,2 г/дм³;на втором участке происходит плавное снижение ДНС, которое наблюдается вплоть до максимальных значений концентраций эмульгатора. Таким образом, в широком диапазоне концентраций, значения ДНС буровых растворов на основе DcM примерно в 2,5 раза выше, чем у аналогичных растворов на основе DcD или DcT.

Также различным оказывается влияние природы эмульгатора на статическое напряжение сдвига (СНС) буровых растворов. ГЭБР на основе DcT практически не обнаруживают зависимости СНС от содержания эмульгатора: данные значения находятся в достаточно узком диапазоне: 40-50дПа. Растворы, стабилизированные DcD, имеют устойчивую тенденцию к постепенному снижению СНС при увеличении концентрации эмульгатора (от 67 до 33дПа).Зависимость СНС от содержания эмульгатора DcMнапоминает аналогичную зависимость ДНС для этого же эмульгатора: в области низких концентраций происходит интенсивный рост СНС, в области высоких — незначительное снижение. Как и в случае ДНС в диапазоне высоких концентраций эмульгатора СНС растворов на основе DcM примерно в 2-2,5 раза превышает аналогичные показатели для эмульгаторов DcD или DcT. Следует также отметить, что все исследуемые эмульгаторы образуют ГЭБР с достаточно низкими тиксотропными свойствами, о чем свидетельствуют весьма близкие значения величин θ_{10} и θ_{600} .

3. Природа исследуемых эмульгаторов вызывает кардинальные различия в фильтрационных свойствах стабилизированных ими ГЭБР. Фильтрация буровых растворов, приготовленных с использованием DcD и DcT, в целом, находится на достаточно низком уровне. Для средних и высоких концентра-

ций эмульгатора показатель Φ_{30} таких растворов, как правило, не превышает 3-4 мл, что типично для ГЭБР. При этом можно отметить даже некоторое снижение средних потерь фильтрата с увеличением содержания эмульгатора в буровом растворе. В данном случае фильтрация представляет собой достаточно монотонный процесс: значения Φ_{30} превышают $\Phi_{\text{мг}}$ в среднем в 3-4 раза. Толщина фильтрационной корки находится в пределах 1-2 мм

Совершенно иной характер фильтрации имеют буровые растворы, стабилизированные эмульгатором DcM. У таких растворов фильтрация (Φ_{30}) нелинейно возрастает, причем, рост заметно ускоряется в области высоких концентраций эмульгатора, достигая необычайно высоких для ГЭБР значений – 20-22 мл. Динамика фильтрации также сильно отличается от динамики фильтрации растворов, полученных на основе вышеуказанных эмульгаторов. В случаеDcM основная часть фильтрата, в среднем это 65-70 %, выделяется в первые секунды испытаний. Величина фильтрационной корки достигает 5-6 мм.

Также необходимо отметить, что для всех исследуемых ГЭБР фильтрат представляет собой систему: углеводород—инвертная эмульсия, не содержащую даже следов водной фазы, что говорит об относительно высокой стабилизирующей способности всех трех эмульгаторов против коалесценции глобул.

В работе [3], нами было показано, что моноэтаноламиды ЖК таллового масла образуют инвертные эмульсии с более высокими реологическими показателями, чем, например, аналогичные диэтаноламиды. Причем эти различия становятся явно заметными при содержании водной фазы в эмульсии менее 70 %. Объяснение данных закономерностей основывалось на повышенной вязкости дисперсионной среды, содержащей растворенный эмульгатор. Таким образом, более высокие значения реологических показателей ГЭБР, стабилизированных DcM, по сравнению с другими эмульгаторами коррелируют с полученными ранее на модельных эмульсиях результатами и являются предсказуемыми.

Более неожиданным оказались рассмотренные выше результаты фильтрационных исследований, которые невозможно объяснить особенностями реологического поведения эмульсий. Высокие показатели фильтрации буровых растворов, стабилизированных DcM, позволяют говорить о том, что в присутствии диэтаноламидов жирных кислот органоглина перестает выполнять функции понизителя фильтрации. На наш взгляд, в данном случае мы имеем дело со специфическими взаимодействиями в системе: эмульгатор – органоглина – поверхность глобул. Удивительным является тот факт, что DcM избирательно действует только на фильтрационные характеристики бурового раствора, не ухудшая при этом его реологических свойств. Очевидное на первый взгляд предположение о том, что моноэтаноламиды препятствуют образованию структурированной системы органоглины в объеме углеводородной фазы в данном случае не справедливо, т. к. при этом наблюдалось бы резкое падение таких структурно-механических свойств ГЭБР, как ДНС и СНС, чего на практике не происходит. Необходимо отметить, что ранее подобные вопросы в научной литературе не освещались, в связи с чем, они требуют отдельных исследований.

Таким образом, результаты настоящей работы показали, что диэтаноламидыжирных кислот и эфиры триэтаноламина образуют ГЭБР с близкими реологическими и фильтрационными характеристиками, при этом растворы на основе диэтаноламидов имеют преимущество в плане электростабильности. Использование моноэтаноламидов дает ГЭБР существенно более высокими структурно-механическими свойствами, однако, при этом заметно ухудшаются показатели фильтрации таких растворов.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Томский филиал АО «Сибирская сервисная компания» (ТФ АО ССК)

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

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

В 2003 году в состав ССК входит ЗАО «Нефтепромбурсервис» («НПБС»), работающий на территории Томской области. На базе ЗАО «НПБС» с 01 января 2013 года начинает работать Томский филиал в его нынешнем виде. Основной профиль предприятия — бурение поисковых и разведочных скважин. На счету буровых бригад несколько параметрических скважин «пятитысячников». География деятельности сегодня — это еще и работа в ЯНАО и республике Коми. [19].

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

Данное предприятие возглавляет директор филиала, у которого в подчинении находятся шесть заместителей: Первый заместитель директора технический директор, заместитель директора по маркетингу, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по общим вопросам, заместитель директора по работе с персоналом, заместитель директора по вопросам безопасности.

В расположении технического директора находятся следующие руководители: главный геолог, главный технолог, заместитель директора по производству, заместитель директора по охране труда и технике безопасности, все они возглавляют соответственно следующие отделы — технологический отдел, геологический отдел, центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), отдел по охране труда и технике безопасности. Отдел компьютерных технологий, производственно - технический отдел бурения, производственно-технический отдел капитального ремонта скважин (КРС), отдел главного энергетика и отдел главного механика подчиняются техническому директору.

Инженерно-технологическая служба (ИТС) является органом оперативного управления, а также основным производством, обеспечивающим выполнение плана строительства скважин в целом по всему предприятию по установленной технологии. Начальнику ИТС подчинены начальники смен ИТС, через них он распоряжается и руководит работой буровых бригад. В ИТС входят четыре буровые бригады.

В состав буровой бригады входят:

- Буровой мастер 1 чел;
- Помощник бурового мастера 1 чел;
- Технолог 2 чел;
- Бурильщик 7 разряда 4 чел;
- Первый помощник бурильщика 6 разряда 4 чел;
- Второй помощник бурильщика 5 разряда 4 чел;
- Третий помощник бурильщика 4 разряда 4 чел;
- Электрик 4 чел;
- Слесарь 2 чел;

На 01.09.2014. в ТФ АО «Сибирская сервисная компания» работало: 312 человек РСС и 864 человека рабочих, всего – 1176 человек [20].

Организационная структура ТФ AO ССК на рисунке С.1, приложения С.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

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

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

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

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

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [21].

Определим продолжительность вышкомонтажных работ согласно нормам [3]:

- Сборка основания вышечного блока 70,5 часа;
- Монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока 173,4 часа;
- Сборка вышки 160 часов;

- На монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 110 часов;
- Сборка насосного блока 287,4 часа;
- Монтаж буровой установки 91,4 часа;

$$\sum T_{\text{мон}} = 70,5 + 173,4 + 160 + 110 + 153,8 + 91,4 = 759,1 ч$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 62 часа или 2,6 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (4.2.1):

$$T_{B1} = T_{B1} \cdot h,$$
 (4.2.1)

где $T_{\rm E1}$ – норма времени на бурение одного метра по EHB, час; h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров [22].

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$T_{\text{CII}} = \frac{(N_{\text{CII}} \cdot \text{T}_{1_{\text{CB}}})}{60},$$
 (4.2.2)

$$T_{\Pi O \mathcal{I}} = \frac{(N_{\Pi O \mathcal{I}} \cdot T_{1 c B})}{60},$$
 (4.2.3)

где $N_{\rm C\Pi}$, $N_{\rm \Pi O J}$ — соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{\rm C\Pi}$, $T_{\rm \Pi O J}$ — соответственно время спуска и подъёма свечей, час; $T_{\rm 1c B}$ — нормативное время на спуск и подъём одной свечи по EHB, час.

Количество спускаемых свечей определяется из компоновки бурильных труб интервала предыдущего рассчитываемому. Так для интервала под направление, как для первого интервала, количество спускаемых свечей равно 3, для интервала под кондуктор — 32 свечи, под пилотный ствол — 135, под

интервал отбора керна – 136. Под интервал зарезки основного ствола и бурение горизонта количество свечей равно 161.

Рассчитанное время СПО приведено в таблице С.1, приложение С.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ».

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

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта — 34,2 часа; на спускоподъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытуемого пласта — 10,8 часов; на работы по вызову притока флюида — 25,3 часа; на работы по исследованию объектов в скважине — 163,3 часа; на работы по задавке скважины — 2,7 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов — 12,1 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 248,4 часов или 10,35 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34.2 + 10.8 + 25.3 + 163.3 + 2.7 + 12.1 = 248.4 \text{ ч}$$

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на Федюшкинском нефтяном месторождении приведена в таблице С.1, приложение С.

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\rm M} = \frac{H}{t_{\rm M}} = \frac{3898,64}{223,08} = 17,48 \text{ m/ч},$$
 (4.2.4)

где H — длина скважины, м; $t_{\rm M}$ — продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_{\rm p} = \frac{H}{t_{\rm M} + t_{\rm CHO}} = \frac{3898,64}{193,62 + 46,92} = 16,21 \text{ M/H},$$
 (4.2.5)

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

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_{\rm K} = \frac{H \cdot 720}{T_{\rm K}} = \frac{3898,64 \cdot 720}{584,04} = 4806,21 \text{ m/ct. mec,}$$
 (4.2.6)

где T_{κ} – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\rm cp} = \frac{H}{n} = \frac{3898,64}{5} = 779,73 \text{ M},$$
 (4.2.7)

где п – количество долот, необходимых для бурения скважины;

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 759,1 часов или 31,6 суток.

Календарное время бурения 584,04 часов или 24,3 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на Федюшкинском месторождении нефтяном месторождении приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ Сут	Сутки		Месяцы										
	Сутки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж	31,6												
2.Бурение	24,3												
3.Испытание	10,4												

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (HГO)

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II — на строительные и монтажные работы, в части III — на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [8] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах С.2 и С.3, приложение С.

Стоимость промыслово-геофизических работ в данном случае определяется из средних рыночных цен на данные услуги. В частном случае стои-

мость определяется из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины, которое составляет 78,7 суток. Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 389,3 руб. в сутки. Тогда стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки за все время составит 30610 руб. в ценах 1984 года.

Затраты, описанные в остальных главах рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 25% от прямых затрат, в которые входят все затраты описанные в главах 1-6. Остальные затраты рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

Для перевод цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2 [17].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице С.4, приложение С.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_c^{1\text{M}}$ составит:

$$C_c^{1M} = \frac{C_{CM} - \Pi}{H} = \frac{311402092 - 40263773}{3898.64} = 69546,9 \text{ py6/m}.$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице С.5, приложение С.

5 Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2845 метров на нефтяном месторождении Томской области. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины, например такие как: профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, компоновки низа бурильной колонны и другие не менее важные параметры. Также необходимо тщательно прорабатывать экономическую сторону вопроса и выбирать те технологии, которые обеспечат требуемую рентабельность. Сооружение скважины является последовательным процессом и вид работ, осуществляемый на данный момент, определяется каждым конкретным этапом строительства. Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: непосредственно бурение, наращивание колонны бурильных труб, спускоподъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости. При цементировании обсадных колонн: спуск обсадных труб, подготовка и обвязка цементировочной техники, затворение тампонажного раствора, закачка и продавка цемента и другие. Заканчивание и освоение скважины включают такие работы как: свабирование скважины, установку фонтанной арматуры и другие.

Разрабатываемые в данной работе решения могут быть использованы сервисными буровыми компаниями, чья сфера деятельности связана со строительством и заканчиванием скважин. Информация, представленная в разделе «Специальная часть» может быть использована научно-исследовательскими институтами, занимающимися разработкой химических реагентов для приготовления буровых растворов.

5.1 Производственная безопасность

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении скважин возможно возникновение множества вредных и опасных факторов. Для выбора факторов был использован ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [22]. Перечень этих факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлен в таблице Т.1, приложение Т.

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия 5.2.1 Вредные производственные факторы

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого (головной убор, рукавицы, обувь) должны соответствовать климатическому региону. Для Томской области (ІІ климатический регион) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре минус 20°С и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, при этом число 10 минутных перерывов для обогрева составляет 6 за смену.

Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0.2~{\rm M}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать $10~{\rm Bt/m}^2$. Для предотвращения перегрева вводятся перерывы для отдыха в помещениях с нормальными условиями микроклимата и ношение головных уборов.

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться MP 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [26].

Превышение уровней шума. Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы, дизельные генераторы и пр.), он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [27]. Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 [10] и ГОСТ 12.1.029-80 [11] соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок, применение малошумных машин.

Превышение уровней вибрации. Возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать 0,4 м/с² для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»[28].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Загазованность рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Для контроля загазованности среды используют специальные приборы — газоанализаторы. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ

«Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [12]. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [8]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» [3].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Носит преимущественно организационный характер. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».

Нормы освещенности на рабочих местах также устанавливаются «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Они должны иметь следующие значения (не менее): роторный стол -100 лк; путь движения талевого блока -30 лк; помещения вышечного и насосного блоков, превенторная установка -75 лк; лестницы, марши, сходы, приемный мост -10 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми. Работа на открытых площадках всегда сопряжена с возможностью контакта человека с различными насекомыми, такими как клещи, комары и другие кровососущие насекомые. Особую опасность представляют клещи, поскольку их слюна оказывает токсическое действие на организм теплокровных. Еще больший вред они причиняют как переносчики возбудителей различных заболеваний.

При работе в местах, где высока вероятность появления клещей, одеться нужно таким образом, чтобы уменьшить возможность заползания клещей под одежду и облегчить быстрый осмотр для обнаружения прицепившихся клещей. Брюки должны быть заправлены в сапоги или носки с плотной резинкой. Верхняя часть одежды должна быть заправлена в брюки, а

манжеты рукавов плотно прилегать к руке. Ворот рубашки и брюки должны иметь застежки типа «молния», под которую не может заползти клещ. На голове предпочтительнее шлем-капюшон, плотно пришитый к рубашке.

Присосавшихся к телу клещей следует немедленно удалить, стараясь не оторвать погруженный в кожу хоботок, ранку продезинфицировать раствором йода и обратиться в медицинское учреждение для решения вопроса о необходимости специфической профилактики.

5.2.2 Опасные производственные факторы

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. Возникает при большинстве выполняемых технологических операций при не выполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности. Могут стать причиной возникновения механических травм, например переломов.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [11].

В качестве коллективных средств защиты предусматриваются различные оградительные (кожухи, щиты), предохранительные (противозатаскиватель) и тормозные (ленточный тормоз) устройства.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны согласно РД 10-525-03 должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

Испытание включают в себя:

- внешний осмотр;
- статическое испытание;
- динамическое испытание.

В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д), которые также подлежат испытанию.

Электрический ток. Проявление фактора возможно при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др.

Пожаро- и взрывоопасность. Пожары — возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины (нефть, газ и т.д.), разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления (ГНВП), или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит, согласно постановлению правительства Российской федерации «О противопожарном режиме» (с изменениями на 21 марта 2017 года), должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); ба-

гор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям, представленным в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ «Работы электросварочные. Общие требования безопасности».

Взрывы — возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- исключить наличие источников возгорания;
- исключить достижение нижнего предела взрываемости (НПВ) веществами, способными образовывать такие пределы. В зависимости от окружающих условий и различий в компонентном составе вещества, НПВ может сильно отличаться. Поэтому допускается применять расчетные величины. НПВ может измеряться как в объемных долях, так и в мг/м³. Согласно расчетным данным НПВ попутного нефтяного газа в зависимости от его состава и условий может варьироваться от 2,26 до 4,56 об. %;
- согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторократное давление. Также должны быть установлены контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд.

Расчет молниезащиты

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и привышечных сооружений от прямых ударов молний является молниеотводы. Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы ведут от молниеприемника к заземлению. В качестве тоководов будет служить буровая вышка. Расчёт молниезащиты проводился по "Расчёт молниезащитных зон зданий и сооружений".

Схема для расчета молниезащиты буровой установки представлена на рисунке 11.

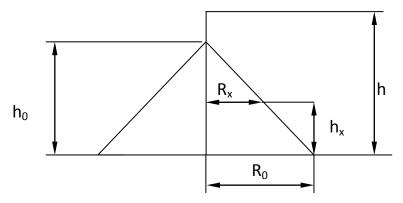


Рисунок 11 – Схема для расчета молниезащиты буровой установки.

На рисунке обозначены: hx – высота оборудования; h – высота вышки с молниеотводом (h = 46 м); $h0 - высота вышки (<math>h_0 = 45$ м); Rx - радиус зоны защиты на уровне высоты оборудования; R0 – радиус зоны защиты на земле.

Расчет молниезащиты производится для зоны А.

Число ожидаемых ударов молнии на месте производства работ определяется по формуле (5.2.2):

$$N = (S + 6 \cdot h_x) \cdot (L + 6 \cdot h_x) \cdot n \cdot 10^{-6}, \tag{5.2.1}$$

где S — ширина основания буровой, м (S = 18 м); L — длина основания буровой, м (L=36 м); n — число ожидаемых ударов молнии в 1 км 2 (для Томской области n= 6); h_x -высота оборудования (отметка пола буровой), м $(h_{\chi} = 4 \text{ m}).$

$$N = (18 + 6 \cdot 4) \cdot (36 + 6 \cdot 4) \cdot 6 \cdot 10^{-6} = 0,01512 \text{ шт.}$$

Радиусы зон защиты на уровне высоты оборудования и земли определяются по формулам (5.2.2) и (5.2.3):

$$R_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \tag{5.2.2}$$

$$R_{x} = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_{x}}{0.85}\right),$$

$$R_{0} = (1.1 - 0.002 \cdot 42) \cdot 42 = 42.7 \text{ M},$$

$$R_{x} = (1.1 - 0.002 \cdot 42) \cdot \left(42 - \frac{4}{0.85}\right) = 37.9.$$
(5.2.3)

Таким образом, получаем, что радиус конуса защиты составляет 42,7 м на поверхности земли и 37,9 м на уровне высоты оборудования.

Расположение рабочего места на значительной высоте. Возникает в процессе вышко-монтажных работ и спуско-подъемных операций. Может стать причиной возникновения механических травм, например переломов, в результате падения. Предупреждение падений верхового рабочего достигается использованием страховочного троса и оборудованием рабочего места перильным ограждением высотой не менее 1 м. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов), ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м.

5.3. Экологическая безопасность

5.3.1. Анализ возможного влияния процессов, сопровождающих строительство скважины, на окружающую среду

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице Т.2, приложение Т.

5.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Минприроды России, а также местных контролирующих органов.

Охрана окружающей среды при строительно-монтажных работах. С целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого поселка;
- на основании СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин» и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку. Так для выбранной буровой установки отводимые земли составляют 2,1 га.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе строительства скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое»;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины)
 [30];
- транспортировку жидких веществ (нефть, хим. реагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения межпластовых перетоков;

– при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 100 метров.

С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены,
 так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и шлама на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.

Охрана недр. Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ 17.5.3.04-83. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- удаление обустройств скважин, строительного мусора, нефтепродуктов и материалов, применяемых при бурении, в установленном порядке;
 - засыпка резервуаров и планировка поверхности;
- выполнение необходимых мелиоративных и противоэрозионных работ;
 - покрытие поверхности плодородным слоем почвы.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1. Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары;
- Газонефтеводопроявления (ГНВП);
- Взрывы ГСМ;

Разрушение буровой установки .

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

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

В результате всех вышеперечисленных причин возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемых фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

5.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин

Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка, которая может включать от одного до четырех превенторов в зависимости от горно-геологических условий и проводимых работ на скважине.

При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной один раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией в журнале. В случае устранения неисправностей, включающих замены деталей или смену плашек на устье, превенторы должны подвергаться опрессовке.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Вскрытие продуктивного горизонта после крепления скважины обсадной колонной производится после выполнения следующих работ:

- испытание противовыбросового оборудования (ПВО) совместно с обсадной колонной в соответствии с ИПБОТ 028-2008 «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при монтаже-демонтаже противовыбросового оборудования (ПВО)»;
- опрессовка цементного камня, определение давления приемистости, а также определение качества крепления колонны геофизическими методами;
- проведение с вахтами инструктажа по вскрытию продуктивного горизонта, проверки ПВО, силового и энергетического оборудования, проведение контрольно учебной тревоги «Выброс».

При вскрытии и бурении скважины в интервале продуктивных горизонтов (интервалах возможных ГНВП) на ведущей трубе должен быть установлен шаровой кран. Один шаровой кран и один обратный клапан, с соответствующими инструменту резьбами (переводниками), должны находиться на штатном месте (возле подсвечника) в открытом состоянии и окрашены в красный цвет. Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

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

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

- вымыв флюида комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
- глушение скважины комплекс технологических операций,
 при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

В случае если предотвратить ГНВП не представляется возможным и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых фонтанов осуществляются противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Строительство скважин является достаточно специфичным видом деятельности и имеет такие особенности как исключительно вахтовый метод работы и определенные ограничения на список лиц, допущенных к его осуществлению.

Так глава 47 трудового кодекса Российской федерации «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» определяет множество аспектов, касающихся бурения скважин. Так статья 298 говорит о том, что к вахтовым работам не могут привлекаться лица <18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до 3 лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением.

Статья 299 регламентирует продолжительность вахты. Она не должна превышать одного месяца, в исключительных случаях может быть продлена до трёх месяцев с учётом выборного органа профсоюзной организации

Статья 302 регламентирует "гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом". Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Кроме того, предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, 16 календарных дней.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Согласно постановлению правительства Российской федерации от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» в состав буровых бригад не могут включаться лица женского пола.

5.5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады по большей части выполняется стоя, однако на сегодняшний день в связи с широким обновлением парка буровых установок все большая часть элементов управления концентрируется в одном месте, что позволяет выполнять работу сидя. Тем не менее, эти изменения касаются только места работы бурильщика. Таким образом, рабочие места помощни-

ков бурильщика должны оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования». На буровых установках нового поколения рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

Заключение

В данной Выпускной Квалификационной Работе была рассмотрена геологическая информация о Федюшкинском месторождении Томской области, Каргосокского района. Был приведен литологический, стратиграфический разрез по проектируемой скважине, рассмотрены осложнения, связан-

ные с проходкой скважины. Анализ геологических данных, приведенных в работе, может быть использован при проектировании аналогичных скважин этого месторождения.

В технологической части был спроектирован оптимальный профиль, для проводки скважины с пилотным стволом и последующем бурением горизонта по продуктивному стволу длинной 500 метров. Выполнен полный расчёт бурильной колонны на прочность, использование которого возможно в рамках обучения по дисциплине "Технология бурения скважин".

Результаты специальной части показывают, что диэтаноламиды жирных кислот и эфиры триэтаноламина образуют ГЭБР с близкими реологическими и фильтрационными характеристиками, при этом растворы на основе диэтаноламидов имеют преимущество в плане электростабильности. Использование моноэтаноламидов дает ГЭБР существенно более высокими структурно-механическими свойствами, однако, при этом заметно ухудшаются показатели фильтрации таких растворов.

Были рассмотрены вопросы о социальной ответственности при проходке скважины, определены все опасные и вредные производственные факторы, приведены меры по их минимилизации и устранению.

В разделе финансового менеджмента была рассмотрена организационная структура ТФ АО ССК, приведен весь алгоритм просчёта сметной стоимости. Была определена стоимость всех работ по строительству скважины.

Все рассмотренные вопросы обеспечивают наиболее быстрое, качественное и безопасное строительство скважины.

Список использованных источников

- 1. Положение о выпускных квалификационных работах бакалавра, специалиста и магистра в ТПУ. – Томск: ТПУ, 2014. – 56 стр.;
- 2. Основная образовательная программа высшего профессионального образования НИ ТПУ. Направление 21.03.01: Нефтегазовое дело. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. 84 стр.;
- 3. Булатов А. И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для ВУЗов/ Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Москва: Недра-Бизнесцентр, 2003 1007 стр.;
- 4. Основы нефтегазового дела: Учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. 2-е изд., доп. и испр. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. 347 стр.;
- 5. Бурение нефтяных и газовых скважин / В. Вадецкий. М: Академия, 2003 – 457 стр.;
- 6. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели. М.: Недра, 1999 365 стр.;
- 7. Калинин А.Г. Основы бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. СПб.: Санкт.-Петерб. гос. горный ин-т, 1996. 499 стр.;
- 8. Лукьянов В.Т., Вевода Р. Б. Заканчивание скважин: М: "Недра", 1989. 205 стр.;
- 9. Редутинский Л. С. Расчёт параметров цементирования обсадных колонн: Томск: изд. ТПУ, 1997. 47 стр;
- 10. Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М: ВНИИТнефть, 1997. 194 стр.;
- 11. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. М.: Закрытое акционерное общество «Научнотехнический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. 288 стр.;
- 12. Чубик П. С. Практикум по тампонажным материалам. Томск: Изд. ТПУ, 1999. 82 стр.;

- 13. Трубы нефтяного сортамента/ Под науч. ред. В.И. Вихярева, В. Я. Кершембаума. М: "Наука и техника", 1997. 344 стр.;
- 14. Противовыбросное оборудование: Каталог. М: "ЦИНТИхимнефтемаш", 1990. 30 стр.;
- 15. Глущенко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности. М: Интерконтакт Наука, 2008. 725 с.;
- 16. Яновский В.А., Чуркин Р.А., АндроповМ.О., Косова Н.И.Синтез и исследование свойств эмульгаторов обратных эмульсий на основе производных кислот дистиллята таллового масла и этаноламинов// Вестник Томского гос. ун-та, 2013. № 370. С. 194–199.;
- 17. Yanovsky V.A., Andropov, M.O., Fakhrislamova R.S., Churkin R.A., Minaev K.M., Ulyanova O.S. Rheological properti esofinverse emulsion stabilized bye than olamidesoftall oil fatty acids // MATEC Web Conf., 2016. Vol. 85. pp. 1-7;
- 18. Шишков В.С. Исследование и совершенствование эмульсионных растворов на углеводородной основе для повышения эффективности бурения скважин в сложных геолого-технических условиях: автореф. дис. канд. техн. наук. М.: 2012.
- 19. Ананьев А.Н., Пенькова А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам Волгоград, 2000. 139 с.
- 20. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 08.06.2017).
- 21. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm (дата обращения: 16.05.2017).
- 22. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
 - 23. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

- 24. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 25. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
- 26. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация
- 27. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
 - 28. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
 - 29. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
- 30. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях

Приложение А. Географо-экономическая характеристика Каргасокского района Томской области

Таблица 1 – Характеристика района строительства скважины

Наименование	Значение
Месторождение	Федюшинское
	месторождение
Административное положение:	
-республика	РФ
-область (край)	Томская область
-район	Каргасокский
	район
Температура воздуха, ⁰ C	
-среднегодовая	+0,9
-наибольшая летняя	+35,1
-наименьшая зимняя	-55
Максимальная глубина промерзания грунта, м	2
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	236
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	170
Азимут преобладающего направления ветра, град	Южный, юго-
	западный
Наибольшая скорость ветра, м/с	До 20
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	нет
-кровля	
-подошва	

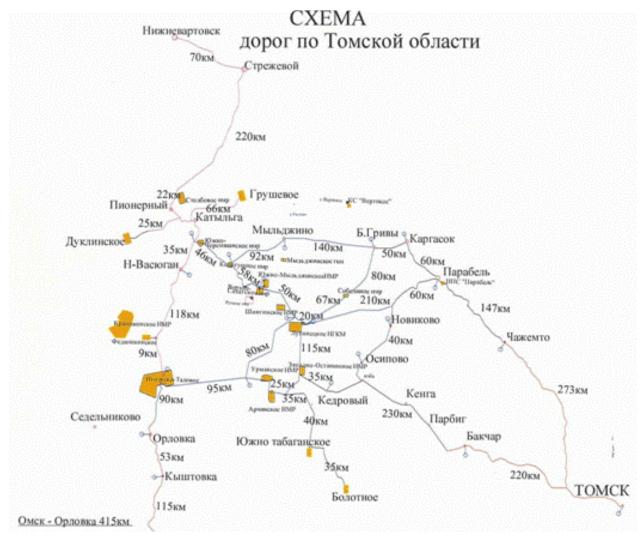


Рисунок 1. Обзорная карта района ведения работ

Приложение Б. Геологические условия бурения

Таблица 1 – Проектный стратиграфический разрез

Глу	убина за.	легания, м	Стратиграфическое п	одразделение	Коэффициент
От	До	Мощность	Название	Индекс	кавернозности в интервале
1	2	3	4	5	6
0	30	30	Четвертичная система	Q	1.3
30	150	120	Новомихайловская	P ₃ /nm	1.3
150	240	90	Алтымская свита	P ₃ /atl	1.3
240	290	50	Чеганская Свита	P ₃ +P ₂ /chg	1.25
290	480	190	Люлинворская свита	P ₂ /llv	1.25
480	610	130	Талицкая свита	P ₁ /tl	1.25
610	800	190	Ганькинская свита	K ₂ /gn	1.25
800	890	90	Березовская свита	K ₂ /bz	1.25
890	910	20	Кузнецовская свита	K_2/kz	1.20
910	1800	890	Покурская свита	K_2+K_1/pkr	1.20
1800	2360	560	Киялинская свита	K_1/kln	1.10
2360	2505	145	Тарская свита	K_1/tr	1.10
2505	2815	310	Куломзинская свита	K1/klm	1.10
2815	2835	20	Баженовская свита	J ₃ /bg	1.10
2835	2840	5	Георгиевская свита	J ₃ /gr	1.10
2840	2900	60	Васюганская свита	J_3+J_2/vs	1.10

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигра-	Интер	овал, м	Горная пор	оода
фического подраз-	ОТ	до	Краткое название	Процент в ин- тервале
1	2	3	4	5
			глины, суглинки,	90
Q	0	30	пески,	90
			супеси	100
P ₃ /nm	30	150	пески,	100
F 3/11111	30	130	глины	90
P ₃ /atl	150	240	пески,	90
P ₃ /all	130	240	глины	95
P ₃ +P ₂ /chg	240	290	пески,	90
1 3+1 2/Clig	240	290	глины	95
			глины,	95
P ₂ /llv	290	480	пески,	90
			алевриты	90
			глины,	95
P ₁ /tl	480	610	алевриты,	90
			пески	90
			глины,	100
K ₂ /gn	610	800	алевролиты,	60
			пески	90

Продолжение таблицы 2

			глины,	90
K ₂ /bz	800	890	алевролиты,	80
_			пески	100
K ₂ /kz	890	910	глины	100
			песчаники,	95
K_2+K_1/pkr	910	1800	глины,	95
_			алевролиты	80
			глины,	100
K ₁ /kln	1800	2360	алевролиты,	80
			песчаники	90
			песчаники,	95
K ₁ /tr	2360	2505	алевролиты,	70
			аргиллиты	100
			аргиллиты,	100
K1/klm	2505	2815	песчаники,	90
			алевролиты	70
J ₃ /bg	2815	2835	аргиллиты битуминоз-	100
J3/0g	2013	2033	ные	
J ₃ /gr	2835	2840	аргиллиты	100
			песчаники	80
J_3+J_2/vs	2840	2900	алевролиты	75
J3+J2/VS	2040	2900	аргиллиты	100
			уголь	100

Таблица 3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс	Инте	рвал			I		Г				\triangleright	Категория
страти- графиче- ского подраз- деления	от (верх)	до (низ)	Краткое на- звание горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницае- мость, мД	Глинистость, %	Карбонат- ность, %	Твердость, кгс/мм²	Расслоен- ность, %	Абразивность	породы промы- словой класси- фикации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
			глины,	2,1	25-30	0	90	0	10	2	4	мягкая
	0	30	суглинки,	2,0	25-30	0	90	0	10	2	4	мягкая
Q	0	30	пески,	1,9	25-30	2500	-	0	0	1	10	мягкая
			супеси	2,0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
D /nm	30	150	пески,	2,1	20	1000	-	0	0	5	10	мягкая
P ₃ /nm	30	130	глины	2,3	30	0	90	0	10	5	4	мягкая
D /o+1	150	240	пески,	2,1	25	10	10	0	10	5	10	мягкая
P ₃ /atl	130	240	глины	2,3	30	0	95	0	0	5	4	мягкая
D + D /oha	240	290	пески,	2,1	25	0	95	0	10	5	4	мягкая
P ₃ +P ₂ /chg	240	290	глины	2,3	30	10	10	0	10	5	10	мягкая
P ₂ /llv	290	480	глины,	2,3	25	0	90	0	10	5	4	мягкая
			пески,	2,1	30	10	10	0	10	5	10	мягкая
			алевриты	2,2	25	0	90	0	10	5	4	мягкая
P ₁ /tl	480	610	глины,	2,3	25	0	95	0	10	5	4	мягкая
			алевриты,	2,2	25	0	90	0	10	5	6	мягкая
			пески	2,1	30	10	10	0	10	5	10	мягкая
K ₂ /gn	610	800	глины,	2,3	25	0	100	0	15	1	4	мягкая
			алевролиты,	2,2	25	0	40	0	20	5	6	мягкая
			пески	2,1	30	10	10	0	25	1	10	мягкая
	800	890	глины,	2,3	16	0	90	0	15	3	4	мягкая
K ₂ /bz			алевролиты,	2,2	20	0	20	0	25	2	6	мягкая
			пески	2,1	25	50-300	0	0	25	1	10	мягкая
K ₂ /kz	890	910	глины	2,4	16	0	100	0	25	1	4	мягкая

Продолжение таблицы – 3

K_2+K_1/pk	910	1800	песчаники,	2,1	22	50-300	5	0	30	11	10	средняя
r			глины,	2,0	16	0	95	0	25	15	4	средняя
			алевролиты	2,2	20	0	20	0	35	7	6	средняя
K ₁ /kln	1800	2360	глины,	2,0	22	0	100	0	35	8	4	средняя
			алевролиты,	2,4	14	0-10	0-20	0	35	7	6	средняя
			песчаники	2,2	20	0	10	0	30	6	10	средняя
K ₁ /tr	2360	2505	песчаники,	2,3	22	10-30	5	0	40	2	10	средняя
			алевролиты,	2,35	20	0-10	30	0	45	1	6	средняя
			аргиллиты	2,4	16	0	100	0	50	3	4	средняя
K1/klm	2505	2815	аргиллиты,	2,4	15	0	100	0	50	3	4	твердые
			песчаники,	2,2	22	10-20	0-20	0	45	1	10	твердые
			алевролиты	2,4	20	0-10	30	0	35	2	6	твердые
J ₃ /bg	2815	2835	аргиллиты	2,45	0	0	100	0	70	1	4	твердые
			битуминоз-									
			ные									
J ₃ /gr	2835	2840	аргиллиты	2,4	0	0	100	0	80	1	6	твердые
J_3+J_2/vs	2840	2900	песчаники	2,3	15	10-20	20	0-5	70	3	10	твердые
			алевролиты	2,3	10	0-10	25	0-5	120	1	6	твердые
			аргиллиты	2,4	0-5	0	100	0-5	-	2	4	твердые
			уголь	1,5	0	0	0	0	65	2	3	твердые

Таблица 4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Прогнозируемый ин- тервал			Градиент давлений, кгм*см ² /м							Температура в конце
Индекс страти- рафиче ского подраз-	ОТ	ПО	Пласт	ОВОГО	Порс	ВОГО	Гидрор	азрыва	Гор	ного	интервала ⁰ С
Z S di S ii 9i	01	до	OT	до	OT	до	OT	до	OT	до	C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	30	-	0,100	-	0,100	-	0,200	-	0,200	3
P ₃ /nm	30	150	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,200	0,220	6
P ₃ /atl	150	240	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	8
P ₃ +P ₂ /chg	240	290	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	11
P ₂ /llv	290	480	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	17
P ₁ /tl	480	610	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	21
K ₂ /gn	610	800	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	27
K ₂ /bz	800	890	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,200	0,200	28
K ₂ /kz	890	910	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	29
K ₂ +K ₁ /pkr	910	1800	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	57
K ₁ /kln	1800	2360	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,230	0,230	75
K ₁ /tr	2360	2505	0,100	0,101	0,100	0,101	0,180	0,180	0,230	0,230	80
K1/klm	2505	2815	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,230	0,230	90
J ₃ /bg	2815	2835	0,101	0,102	0,101	0,102	0,180	0,180	0,230	0,230	91
J ₃ /gr	2835	2840	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,230	0,230	91
J_3+J_2/v_S	2840	2900	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,230	0,230	93

Приложение В. Газонефтеводоность Федюшкинского месторождения

Таблица 1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфи- ечкого подразделения	Инте от	ервал до	Тип коллек- тора	Плотность, г/см ³ (в пласт. усл.)	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, M^3/M^3	Относится ли к источникам во- доснабжения		
1	2	3	4	5	6	7	8		
$J_3/vs (IO_1^0)$	2840	2850	Поровый	0,689	70-80	70,8	-		
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют									
				Водоносност	ГЪ				
P ₃ /nm - P ₃ +P ₂ /chg	30	290	Поровый	1,00	-	-	Да. Минерализ. – 0,13-0,64 г/л. ГКН		
P ₂ /llv-K ₂ /kz	290	910	Поровый	1,003	-	-	Нет. Минерализ. – 5,0-8,2 г/л. ХЛК		
K ₂ +K ₁ /pkr	910	1800	Поровый	1,007	-	-	Нет. Минерализ. – 15,3-19,2 г/л. ХЛК. СГ – 9219,9-10993 г/л. Na ⁺ , K ⁺ – 5361,9-6414 г/л.		
K ₁ /kln-K ₁ /tr	1800	2505	Поровый	1,01	-	-	Нет. Минерализ. $-20,8-29,8$ г/л. ХЛК. СГ $-13347,5$ г/л. $Na^+, K^+ - 6953-9591$ г/л.		
K ₁ /klm	2505	2815	Поровый	1,01	-	-	Нет. Минерализ. – 20,8-29,9. $Cl^ 13347,5 г/л.$ $Na^+, K^+ - 6953-9592 г/л.$		
J ₃ +J ₂ /vs	2815	2900	Поровый	1,024	-	-	Нет. Минерализ. – 35,3 г/л. СГ – 21188 г/л. Na ⁺ , K ⁺ – 12768 г/л.		

Приложение Г. Осложнения Федюшкинского месторождения

Таблица 1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	• • •	нозируемые интервалы по- ощения по вертикали, м Тип От До		Характеристика и условия возникновения
1	2	3	4	5
$Q - P_1 tl$	0	610		Интенсивность поглощения 1 м ³ /час. Увеличение плот-
K ₁₋₂ pk	610	1800	Попионня буто	ности бурового раствора, повышение водоотдачи, несо-
K ₁ kln	1800	2360	- Поглощения буро- вого раствора	блюдение режима промывки ствола скважины от выбу-
K ₁ tr	2360	2505	вого раствора	ренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных труб
Q–K ₂ gn	0	800		Несоответствие параметров бурового раствора проект-
K ₁₋₂ pk	910	1800	Осыпи и обвалы стенок скважины	ным значениям, недостаточное противодавление столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъём бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
$Q-P_1/tl$	0	610		Несоблюдение проектных параметров бурового раство-
K ₁₋₂ pk	910	1800	Прихватоопасные	ра, режима промывки, недостаточная очистка забоя от
$K_1/kln - K_1/klm$	1800	2815	зоны	выбуренной породы; причина возникновения: от обвала неустойчивых пород
K ₁₋₂ pk, kl, tr	910	2505	Водопроявления	Несоблюдение параметров БР, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъёма инструмента; тип проявления: перелив воды

Продолжение таблицы 1

V. HH. F.	К ₁ пл. Б ₁₈ 2500		Нефтеводопрояв-	Несоблюдение параметров БР, снижение противодавле-		
K ₁ IIJI. D ₁₈	2300	2508	ления	ния на пласт ниже гидростатического. Превышение		
J_3 bg (IO_0)	2815	2835	Нефтепроявления	скорости подъёма инструмента; тип проявления: пере-		
J ₃ +J ₂ /vs	2840	2900	Нефтеводопрояв- ления	лив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объёма раствора в приёмных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе		

Приложение Д. Исследовательские работы на проектируемой скважине Таблица 1 – работы по исследованию скважины

Интерва		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			13,
		Кондуктор (в оты		
100	800	Инклинометрия с совместной записью ГК	Группа сложности – 2. В процессе бурения.	ГК-ИМА-42
100	800	Кавернометрия	Группа сложности – 2. В процессе бурения.	Кедр-80 СКПД
		Кондуктор (в обса	женном стволе)	
0	800	Акустическая це- ментометрия	Группа сложности – 2-3	Кедр-АКТ-73Ц
0	800	Плотностная це- ментометрия	Группа сложности – 2-3	ЦМ-8-12
0	800	Радиоактивный ка- ротаж	Группа сложности – 2-3	PK5-76
	Экс	плуатационная колон:	на (в открытом стволе)	
800	2820	Инклинометрия с совместной запи- сью ГК	Группа сложности – 2. В процессе бурения.	ГК-ИМА-42
800	2820	Кавернометрия	Группа сложности – 2. В процессе бурения.	Кедр-80 СКПД
800	2820	Стандартный каро- таж ПС, ИК	Группа сложности – 2. Во время останов- ки процесса бурения	K1A-723-M
800	2820	Радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т)	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	PK5-76
В интервал	те БКЗ	викиз	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	ВИКИЗ
В интервал	ие БКЗ	Гамма- спектрометрия (ГГК-С)	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	СГК-1024
900	2850	ГТИ с геологиче- ским модулем (га- зовый каротаж)	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
2830	2850	Отбор керна	Диаметр – 100 мм	БИТ 215,9/100 В 913 О.02, СКИ – 178/100

Продолжение таблицы 1

	Эксп	луатационная колонна	а (в обсаженном стволе)	
		Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Кедр-АКТ-73Ц
0	До глу- бины	Плотностная це- ментометрия (СГДТ-НВ)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	ЦМ-8-12
U	дохода прибора	Радиоактивный каротаж (ГК, НК-Т)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	PK5-76
		Термометрия (фо- новый замер)	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Кедр-АКТ-73Ц
		Хвосто	рвик	
2575	2587	ПС, ГК + НКТ, ВИКИЗ, резистивиметрия, инклинометрия	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Алмаз-2
2575	2580	ГТИ с геологиче- ским модулем (га- зовый каротаж)	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
2575	2580	Комплексные геофизические и гидродинамические исследования в горизонтальных скважинах	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	Приток-2М

Приложение Е. Расчёты профиля проектируемой скважины Таблица 1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины для основного ствола

Тип профиля					Плоский	, Ј-образны		ервальный						
				И	сходные да	нные для р	асчета							
Глу	бина сквах	кины по ве	ртикали, м		2845	Интенси	Интенсивность искривления на участке набора зенитно- го угла, град/м				0- 1			
Глубина	вертикаль	ного участ	ка скважин	Ы, М	100									
	Отход скважины, м						Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/м				a 2,75			
Длин	625													
П	_						тный угол і	з конце учас	тка набора	угла, град	27,95			
-		паста в поперечном направлении, м			ласта в поперечном направлении, м				2,5 Зенитный угол в конце второго участи град				набора угла,	89
						Зенитн	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				89			
Молиторроно	Длиг	на по верти	кали		Отход		Зенитн	ый угол		Длина по	стволу			
№ интервала	OT	до	всего	ОТ	до	всего	в начале	в конце	OT	до	всего			
1	0	100,00	100,00	0	0	0	0	0	0	100,00	100,00			
2	100,00	368,55	268,55	0	66,83	66,83	0	27,95	100	379,50	279,50			
3	368,55	2729,00	2360,45	66,83	1319,27	1252,44	27,95	27,95	379,50	3051,64	2672,14			
4	2729,00	2839,66	110,66	1319,27	1499,68	180,41	27,95	89,00	3051,64	3273,64	222,00			
5	2839,66	2845,12	5,46	1499,68	2124,64	624,96	89	90	3273,64	3898,64	625			
Итого	2	Σ	2845,12	Σ		2124,64	-	-		Σ	3898,64			

Таблица 2 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины для пилотного ствола

Тип профиля					Плоский,	Ј-образныі	й, пятиинте	рвальный														
				Ис	ходные да	нные для ра	асчета															
Глу	/бина сквах	кины по веј	ртикали, м		2820	Интенс	Интенсивность искривления на участке набора зенит- ного угла, град/м				1											
Глубина	а вертикаль	ного участ	ка скважин	Ы, М	100																	
	Отход скважины, м						Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/м				0,1766											
Длин	23,09																					
П		Зенит	гный угол в	конце участ	гка набора	угла, град	27,95															
•		лонение оси горизонтального участка от аста в поперечном направлении, м			- 1				ласта в поперечном направлении, м				-			2,5	Зенитн	ый угол в к	онце второг град	о участка н	абора угла,	30
						Зенитні	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град															
No vyvmennova	Длиг	на по верти	кали		Отход	•	Зенитн	ый угол		Длина по	стволу											
№ интервала	ОТ	до	всего	ОТ	до	всего	в начале	в конце	ОТ	до	всего											
1	0	100,00	100,00	0	0	0	0	0	0	100,00	100,00											
2	100,00	368,55	268,55	0	66,83	66,83	0	27,95	100	379,50	279,50											
3	368,55	2729,00	2360,45	66,83	1319,27	1252,44	27,95	27,95	379,50	3051,64	2672,14											
4	2729,00	2830,00	101,00	1319,27	1375,21	55,94	27,95	30,00	3051,64	3167,00	116,10											
5	2830	2850	20,00	1375,21	1386,76	11,55	30,00	30,00	3167,00	3190,00	23,09											
Итого	Σ	Σ	2850,00	Σ		1386,76	-	-	2	Σ	3190,00											

Приложение Ж. Данные по проектированию конструкции скважины

Глубина	Индекс стра- тиграфичес-	Давление,	KZE/EM²	Графики давлений пластового, гидроразрыва пород и столба бурового раствора	Градиент	давления	Плотность бурового
по вертика– ли, м	кого подразде- ления	Пластовое	гидро- разрыва	Эквивалент градиента давлений, мпа/м, ×10² 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20	Пластовое	гидро- разрыва	раствора, г/см³
150	P _{3/nm}	1,5	3				
240	P _{3/att}	2,4	4,8				
480	P _{2/Ilv}	4,8	9,6				
610	P _{1/11}	6,1	12,2	<u>БР</u> <u>ГР</u>			1,1
800	K _{2/gn}	8	16				
890	K _{2/bz}	8,9	17,8			0,02	
1800	K2+K1/pkr	18	<i>36</i>		0,01		105
2360	K _{V in}	23,6	46,08			0,018	1,05
2505	K _{1/tr}	25,05	48,69				
2840	$J_{3/gr}$	28,45	54,72		0,0101		1,07
2900	J3+J2/vs	29,06	55,8	\\	0,0102		

Рисунок 1. График совмещенных давлений

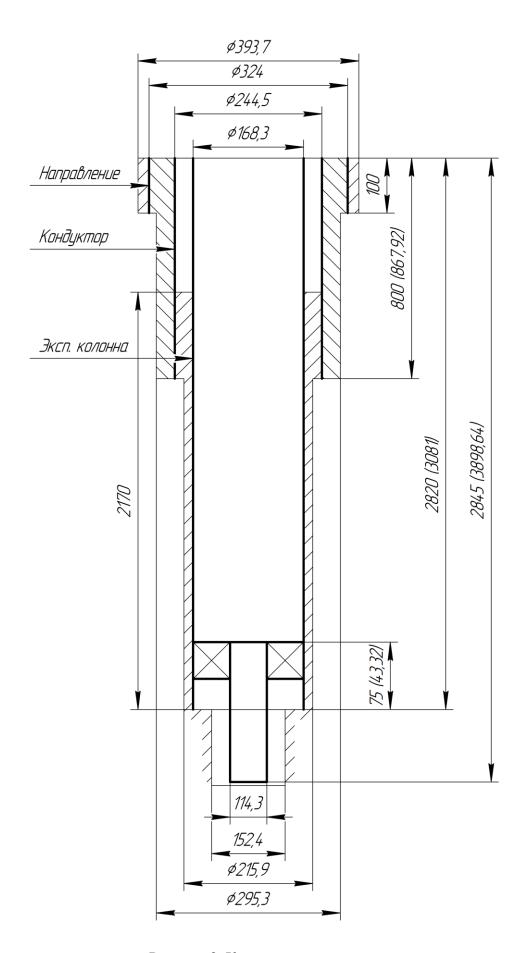


Рисунок 2. Конструкция скважин

Таблица 1 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны		Глубина спус	ка, м		Интервал цементи- рования, м		Внешний	Диаметр буро-
	Расчётная по вер- тикали	Запроектированная по вертикали	Расчётная по стволу	Запроектиро- ванная по стволу	По вер- тикали	По ство- лу	диаметр колонны, мм	вого долота на интервале, мм
Направление	100	100	100	100	0-100	0-100	324	393,7
Кондуктор	800	800	867,7	867,7	0-800	0-867,7	244,5	295,3
Эксплуата- ционная ко- лонна	2820	2820	3081	3081	650- 2820	667,4- 3081	168,3	215,9
Хвостовик	2845	2845	3898,64	3898,64	-	1	114,3	152,4

Приложение И. Выбор долот по интервалам

Таблица 1 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интерв	ал	0-100	100-800	800-2840	2840-2850	2729-2820	2820-2845	
Шифр до.	T.O.T.O.	393,7(15 ½)	295,3 (11 5/8)	215,9 (8 ½)	215,9/100 CB	215,9 (8 ½)	142,9 (5 5/8) FD	
шифр до.	пота	GRD111	FD 619 SM	FD 616 SM	1009MH	FD 613 MH	713 MH	
Тип дол	ота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC	
Диаметр дол	ота, мм	393,7	295,3	215,9	215,9	215,9	152,4	
Тип горных	пород	M	MC	MC, C	T	T	T	
Присоединительная	ГОСТ	Н3–177	H3-152	H3–117	M3-171	Н3–117	Н3–88	
резьба	API	7 ⁵ / ₈ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg	$4^{1}/_{2}$ Reg	6 ⁵ / ₈ FH	$4^{1}/_{2}$ Reg	$3^{1}/_{2}$ Reg	
Длина,	M	0,4	0,39	0,37	0,165	0,37	0,26	
Macca,	КГ	180	80	42	23	47,5	17,0	
G , т	Рекомендуемая	20-42	2-10	2-10	2-5	2-10	2-8	
U, I	Предельная	52	12	12	6	12	10	
n, об/мин	Рекомендуемая	80-175	60-400	60-400	60-120	60-400	60-200	
п, оо/мин	Предельная	175	400	400	120	400	200	
Калибратор			2КС-295,3	2KC 215,9 C		2KC 215,9 T		
Калиора	тор	_	MC	2KC 213,9 C	-	2KC 213,9 1	-	

Приложение К. Режимы бурения скважины по интервалам

Таблица 1 – Осевая нагрузка по интервалам бурения

Интервал	0-100	100-800	800-2830	2830-2850	2729-2820	2820-2845
	· .	Y	Ісходные данные			
α	1	1	1	1	1	1
$P_{\rm III}$, $\kappa \Gamma / c M^2$	57,21	98,07	375,94	809,08	545,92	768,22
Дд, см	39,37	29,53	21,59	21,59	21,59	15,24
η	1	1	1	1	1	1
δ, см	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
q, кH/мм	0,15	0,5	0,7	1	1	1
G _{пред} , кН	509,95	117,68	117,68	58,84	117,68	98,07
	· .	Резули	таты проектирован	ия		
G ₁ , кН	1,69	1,66	6,35	13,6	9,23	12,98
G ₂ , кН	59,055	147,65	151,13	215,9	215,9	152,4
G ₃ , кН	407,96	94,14	94,14	47,07	94,14	78,46
G _{проект} , кН	59,055	80	80	30	70	60

Таблица 2 – Частота вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Инт	ервал	0-100	100-800	800-2830	2840-2850	2729-2820	2820-2845
				Исходные дан	ные		
$V_{\rm II}, {\rm M/c}$ 3 2,5 1,5			1	1	1		
D_{π}	M	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,2159	0,1524
D д	MM	393,7	295,3	215,9	215,9	215,9	152,4
τ,	мс	5	-	-	-	-	-
	Z	24	-	-	-	-	-
	α	0,8	-	-	-	-	-
				Результаты проект	ирования		
n_1 , o	б/мин	145,54	161,7	132,7	88,47	88,47	125,33
n_2 , o	б/мин	793,75	-	-	-	-	-
n ₃ , o	б/мин	657,34	-	-	-	-	-
ппроект,	об/мин	145,54	161,7	132,7	88,47	88,47	125,33

Таблица 3 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	ДГР-240М.3/4.60	ДГР-178М.7/8.37	ДР3-127М.7/8.37
Интервал, м	100-800	800-2850 2729-2820	2820-2845
Наружный диаметр, мм	240	178	127
Длина, м	9,48	6,984	5,740
Масса, кг	2047	1002	418
Расход жидкости, л/с	35-64	25-35	10-20
Число оборотов, об/мин	138-240	96-144	120-240
Максимальный рабочий момент, кН*м	12-17	9,0-12,0	3,8-5,5
Мощность двигателя, кВт	131-324	62-128	33-96

Таблица 4 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

					Исходные да	нные				
(по ст	ал бурения гволу), м	k	Р _{пл} , МПа	H, M	$g, M/c^2$	ρ _{бр} , κг/м ³		$\rho_{\Gamma\Pi}, \kappa\Gamma/M^3$	K	d, м
от 0	до 100	0,1	1	100)	1100-1170)	2337		0,01
100	879	0,1	8,83	800)	1100-1170)	2429		0,008
879	3290	0,1	11,76	285	9,81	1100-1130)	2458	1,5	0,008
2945	3081	0,05	25,79	282	0	1075-1140)	2507		0,005
3081	3898	0,05	28,81	284.	5	1075-1140)	2507		0,005
				-	Результаты проє	ектирования				
_	л бурения волу), м	Плотность, г/см ³	СНС ₁ ,	СНС ₁₀ , дПа	Условная	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание пес-	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
ОТ	до	1/CM	дпа	дпа	вязкость, сек	СМ / 30 МИН		Ka, 70	11a	
0	100	1,12	28-30	97-103	50-90	<12	8	<2	15-20	15-25
100	879	1,12	24-26	79-84	40-70	<12	8-9	<1,5	10-20	15-20
879	3290	1,11	5-10	15-25	45-55	6	8,5-9,5	<1	8-20	10-20
2945	3081	1,09	5-10	15-25	45-55	6	8,5-9,5	<1	8-20	10-20
3081	3898	1,09	8-10	15-20	40-45	4-5	8,5-9,5	<0,5	10-15	10-15

Таблица 5 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал лу)	`	Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	тазвание (тип) бурового раствора и сто компонентов
0	100	Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ (структурообразователь), NaOH (регулятор РН)
100	879	Стандартный глинистый раствор Вода пресная, NaOH, Reasil (ингибитор глин, гидрофобизирующий агент), Poly-рас R (понизитель фильтрации), Sapp (противосальниковый реагент)
879	3290	Полимерглинистый раствор Вода пресная, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Poly-pac R (полианионная целлюлоза), SP-101 (полиакрилонитрил натрия), Realub L, Reastab, MK-160 (мраморная крошка)
2945	3081	Полимерглинистый раствор Вода пресная, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Poly-pac R, SP-101, Realub L, Reastab, MK-160
3081	3898	Биополимерный хлоркалиевый Вода пресная, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Poly-pac R, Ectazan-C (ксантановый биополимер), Realub L, Пента-465 (пеногаситель), Reatrol, IKBAC (бактерицид), KCl, MK-160

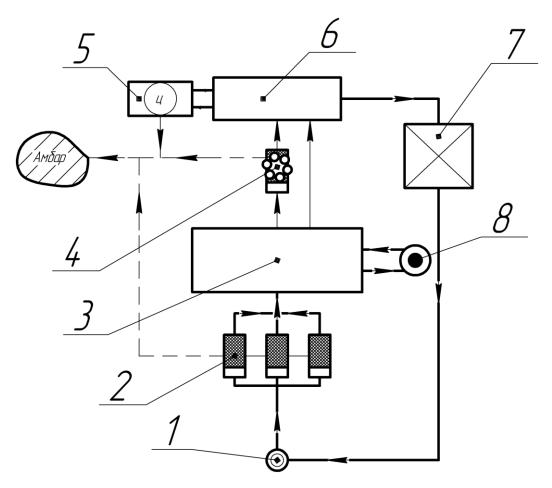


Рис. 4. Схема очистки бурового раствора. 1 – устье скважины; 2 – вибросито; 3 – ёмкость ЦСГО; 4 – вибросито-гидроциклонная установка; 5 – центрифуга; 6 – ёмкость хранения бурового раствора; 7 – УНБ-900; 8 – газосепаратор.

Приложение Л. Компоновка низа бурильной колонны

Таблица 1 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал	по стволу, м	Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от до					
1	2	3	4	5	6	7
			393,7 (15 ½) GRD111	180	0,4	
			M-177/201	75	0,52	
			УБТС2-254	2688,8	9,82	
			П-163/201	75	0,52	Бурение вертикального
1	0	100	УБТ-203	1716,8	8	участка под направление,
			П-122/163	63	0,53	проработка ствола перед
		-	УБТ-165	1010,4	8	спуском направления
			П-133/122	69	0,53	
			ПК-127х9,19 Е	1607	48	
			Σ	7485	76,05	

			295,3 (11 5/8) FD 619 SM	80	0,39	
			Калибратор 2КС-295,3 МС	280	0,87	
			Забойный двигатель ДГР-240М.3/4.60	2047	9,48	
			П-152/171	63	0,4	
2	2 100 800 Клаг	Клапан переливной КП-210	93	0,6		
2		800	Клапан обратный КОБ-210	99	0,64	Бурение интервала набора уг-
		Установочный переводник UBHO-203	180	0,86	ла, интервала стабилизации,	
	НУБТ-203 (c TMC)		НУБТ-203 (с ТМС)	2026,76	9,2	проработка ствола перед спус-
			НУБТ-203	2026,76	9,2	ком кондуктора
			Π-122/152	54	0,36	
			УБТ-165	1087,2	8	
			П-133/122	59,2	0,45	
			ПК-127х9,19 Е (31 св.)	19872,24	744	
			Σ	27968,16	784,45	

1	2	3	4	5	6	7
			215,9 (8 ½) FD 616 SM	39	0,37	
			Калибратор 2КС 215,9 СТ	62	0,6	
			Забойный двигатель ДГР-178М.7/8.37	1002	6,98	
			Клапан переливной КП-172	97	0,82	
			Клапан обратный КОБ-172	108	0,78	
			П-147/133	114	0,42	Francisco vivinanta va va v
3	800	2840	Установочный переводник UBHO-172	150	0,74	Бурение интервала под
3	800	2840	НУБТ-178 (с ТСМ)	1591,27	9,14	эксплуатационную колон-
			НУБТ-178 (c TCM)	1591,27	9,14	ну, интервала пилотного ствола
			ПК-127х9,19 Е (15 св.)	9615,6	360	Ствола
			ТБТ-127 (4 тр.)	3500,2	49,32	
			ЯГБ -171.5	640	5,12	
			ТБТ-127 (4 тр.)	3500,2	49,32	
			ПК-127х9,19 Е (112 св.)	78494,08	2688	
			Σ	100506,62	3176	
			215,9 /100 (8 ½ / 4) CB 10 09 MH	25	0,17	
			СКИ 178/100	1120	17,1	
4	2830	2850	П-133/147	69,8	0,53	Отбор керна в пилотном
			УБТС-178	5184	36	стволе
			ПК-127х9,19 Е (113 св.)	89999,14	3144	
			Σ	96397,94	3190	

	1		215,9 (8 ½) FD 913 MH	47,5	0,37	
			Калибратор 2КС 215,9 T	64	0,6	1
			Забойный двигатель ДГР-178М.7/8.37	1002	6,98	
			Клапан переливной КП-172	97	0,82	
			Клапан обратный КОБ-172	108	0,78	Зарезка основного ствола
	5 2729 2820		П-147/133	114	0,42	и пилотного, набор угла в
5		2820	Установочный переводник UBHO-172	150	0,74	интервале под эксплуата-
3	2129	2820	НУБТ-178 (с ТСМ)	1591,27	9,14	ционную колонну, прора-
			НУБТ-178 (с ТСМ)	1591,27	9,14	ботка ствола перед спус-
			ПК-127х9,19 Е (15 св.)	9615,6	360	ком эксплуатационной
			ТБТ-127 (4 тр.)	3500,2	49,32	колонны
			ЯГБ -171.5	640	5,12	
			ТБТ-127 (4 тр.)	3500,2	49,32	
			ПК-127х9,19 Е (116 св.)	80436,84	2784	
			Σ	102458	3273,6	
			142,9 (5 5/8) FD 713 MH	17	0,26	
			Забойный двигатель ДРЗ-127М.7/8.37	418	5,74	
			Клапан переливной КП-120	30	0,43	
			Клапан обратный КОБ-120	17,5	0,35	0
			Уст. переводник UBHO-120	50	0,74	Окончание бурения ин- тервала набора угла, бу-
6	2820	2845	НУБТ-121 (с ТСМ)	450,6	9,14	- тервала наоора угла, оу- - рение интервала под хво-
0	2820	2043	НУБТ-121 (с ТСМ)	450,6	9,14	- стовик, проработка ствола
			ПН-89х9,4 Е (25св.)	12004	600	перед спуском хвостовика
			УБТС-121 (8 тр.)	3868,8	52	перед спуском явостовика
			ЯГБ-124	330	2,1	
			УБТС-121 (7 тр.)	3385,2	45,5	
			ПН-89х9,4 Е (ост.)	63614,7	3172,01	

Приложение М. Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица 1 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну

Н (по стволу), м	d_{∂} , м	K	P_{nn} , МПа	P₂∂, МПа	$ρ_{\Pi}$, κ Γ/M^3								
3042	0,2159	1,144	25,72	44,865	2507								
$Q, M^3/c$	Тип бурового насоса	$V_{\scriptscriptstyle M}$, M/c	η_n , $\Pi a \cdot c$	τ_m , Π a	$\rho_{n\infty}$, $\kappa\Gamma/M^3$								
0,028	УНБТ-950	0,0035	0,0125	12,5	1090								
	КНБК												
Элемент	$d_{\scriptscriptstyle H}$, м		L, M		d_{e} , M								
ДГР-178М.7/8.37	0,178		6,98		-								
НУБТ-178	0,178		18,28		0,081								
ТБТ-127	0,127		98,64		0,076								
Яс-171,5	0,171		5,12		0,076								
ПК-127х9,19 Е	0,127		2928		0,10862								

Таблица 2 – Режимы работы насосов по интервалам

Интервал бурения	0-100	100-800	800-2840	2840-2850	2729-2820	2820-2845
Кол-во насосов	2	2	2	1	2	1
Частота двойных ходов в минуту	125	100	50-75	125	50-75	125
Диаметр поршня, мм	170	170	160	150	160	140

Таблица 3 — Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

$ρ_{\kappa p}$, $κ Γ/M^3$	φ	d_c , M	Vкn, м/с	$\Delta P_{3\partial}$, ΜΠα	$ΔP_o$, ΜΠα
1440,5	0,9948	0,231	0,958	6,7	0,145
ΔP_{Γ} , ΜΠα	$ΔP_p$, ΜΠα	<i>V∂</i> , м/с	Φ , 2	d, mm	
0,22	4,74	80	0,00034 3,5		
	<u> </u>	КНБ	К		
		Кольцевое пр	остранство		
Элемент	<i>Rекр</i>	Re кn	Sкn	ΔΡκη	п ⊿Рмк
ДГР-178М.7/8.37	11832,9	7602,3	32,125	0,009	-
НУБТ-178	11832,9	7602,3	32,125	0,025	-
ТБТ-127	23391,5	8685,5	108,4	0,06	; <u> </u>
Яс-171,5	13341,5	7734,7	40,5	0,006	-
ПК-127х9,19 Е	23391,5	8685,5	108,4	1,795	5 0,048
		Внутри	труб	·	·
Элемент	<i>Rекр</i>	<i>Re кn</i>		λ	ΔPm
НУБТ-178	18046,5	38379,5	5 0,0)299	0,011
ТБТ-127	16910,4	40904,5	5 0,0	0301	0,081
Яс-171,5	15562,8	44410,6	5 0,0	0304	0,0064
ПК-127х9,19 Е	24511,85	28620,3	3 0,0)294	0,395

Приложение Н. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 1 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

		Параметры режима бурения							
Интервал по глубине, м	Тип керноотбор- ного снаряда	Осевая на- грузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек					
2840-2850	СКИ – 178/100	3	90	13,5-20					

Приложение П. Проектирование буровой установки Таблица 1 — Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная	в буровая установка Б	У 3200/200 ЭК-Б	M						
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{6\kappa}$)	102,5	$Q_{\delta\kappa}$ /[$G_{\kappa p}$]	0,51						
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q_{00})	87,8	$Q_{o6}/[G_{\kappa p}]$	0,44						
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q_{np})	133,3	Q_{np} /[$G_{\kappa p}$]	0,67						
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{\kappa p}$)	200								
Расчет фундамента буровой установки									
Вес вышечно-лебёдочного блока, т ($Q_{влб}$)	64								
Вес бурильной колонны, т $(Q_{6\kappa})$	102,5	$k_{\text{no}} = P_{\text{o}} / P_{\text{fo}}$ $(k_{\text{no}} > 1,25)$	1,49						
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	87,8								
Коэффициент, учитываю- щий возможность прихвата (K_{π})	1,3								
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{\delta p}$)	0,5								
Площадь опорной поверхности фундаментов, M^2 (F_{60})	13								

Приложение Р. Преимущества и недостатки РУО Таблица 1 – Преимущества и недостатки РУО над буровыми растворами на водной основе

Преимущества	Недостатки
Обладает высокой стабильностью во времени (есть возможность длительного хранения и многократного использования)	Дефицит компонентов для его приготовления
Инертность в отношении глин и солей	Высокая стоимость
Обладают тонкой фильтрационной коркой	Сложность очистки от шлама
Высокая термостойкость (до 220 °C)	Сложность проведения электрометрических работ
Хорошие антикоррозионные и триботехни- ческие свойства	Пожароопасность
Возможность утяжеления с использования любых стандартных утяжелителей	Экологическая вредность
	Требуется использование специальных
Отсутствие воды в фильтрате	моющих буферов для РУО
Отсутствие вредного влияния фильтрата на	Тяжело удаляются с бурового инструмента
продуктивные нефтяные горизонты	и оборудования
При колонковом бурении сохраняется есте-	
ственная водонасыщенность и проницае-	
мость керн	

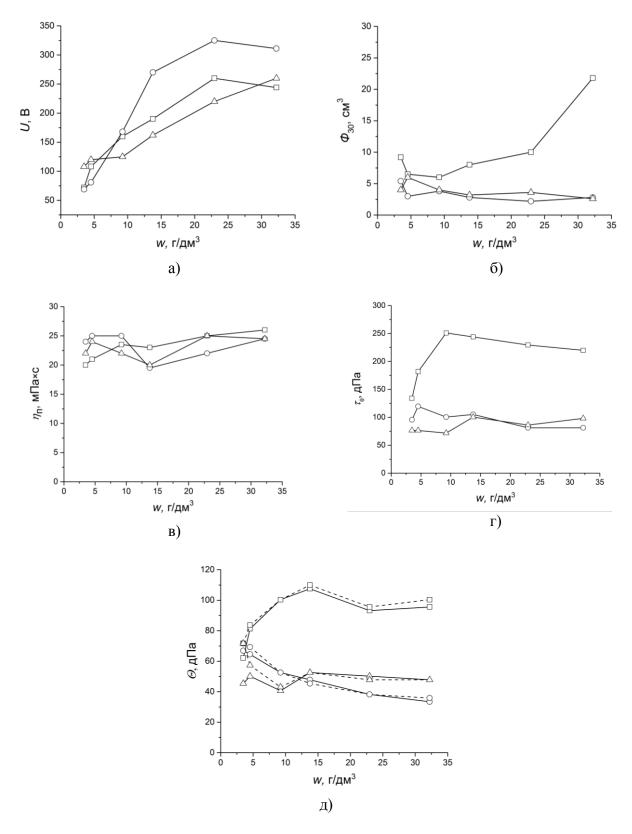


Рисунок 1 — Зависимость параметров ГЭБР от содержания эмульгатора: а) электростабильности; б) фильтрации (Φ_{30}); в) ПВ; г) ДНС; д) СНС(— θ_{10} , ---- θ_{600}); \Box — DcM; \Diamond — DcD; Δ — DcT

Приложение С. Финансовые расчёты по строительству скважины

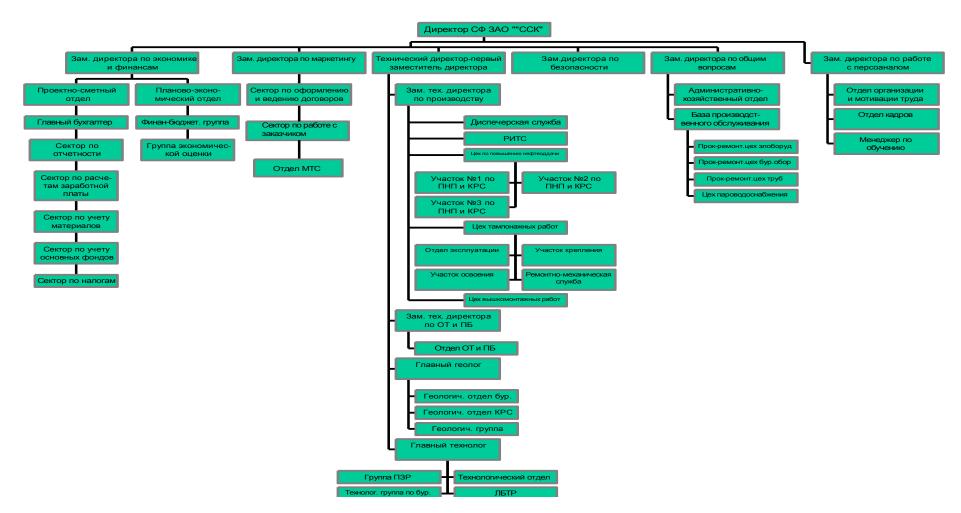


Рисунок 1 – Организационная структура СФ АО ССК

Таблица 1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер	Тип и Интервал Норма размер бурения, м		Проходка в интервале, м	Количество долблений,	Время механического	СПО и прочие	Всего, час		
	долота	ОТ	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч	1	шт.	бурения, час	работы, час	
Вышкомонтажные работы										759,1
Подготовительные работы к бурению										62
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Итого:	393,7 (15 ½) GRD111	0	100	350	0,02	100	0,29	2,0	0,64	2,64 0,01 0,6 0,24 0,43 1,13 0,37 15,04 1,03 21,66
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Итого:	295,3 (11 5/8) FD 619 SM	100	800	3200	0,03	767,9	0,24	23,0	2,51	25,51 0,39 5,8 0,24 0,43 0,83 0,6 45,11 5,45 3,77 88,93
Бурение под пилотный ствол Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	215,9 (8 ½) FD 616 SM	800	2840	2500	0,05	2231,08	0,89	111,6	10,66	122,26 0,5 18,6 0,24 0,43 0,47 0,2 14,98 8,97 1,3 167,95

Бурение под отбор керна Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ)	215,9/100 (8½/4) CB 1009 MH	2840	2850	1500	0,09	12	0,01	1,08	10,67	11,75 0,01 0,2 0,24 0,43 0,8 0,2 15,37 4,68 0,8
Итого: Бурение под эксплуатационную колонну Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	215,9 (8 ½) FD 913 MH	2729	2820	3200	0,09	134,1	0,04	21,24	10,44	34,48 31,68 1,13 4,0 0,24 0,43 0,47 0,2 56,48 10,1 6,46 1,2 112,39
Бурение под хвостовик Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого: Испытание скважины на продуктивность	142,9 (5 5/8) FD 713 MH	2820	2845	2000	0,09	712,87	0,36	64,16	12,00	76,16 0,12 4,2 0,24 0,43 3,12 1,35 51,92 12,64 7,45 1 158,63

Таблица 2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Еди- ница изме- рения	Стои- мость еди- ницы, руб	ра кол- во	отовит. боты сумма	Напр кол- во	авление	кол- во	сумма	кол- во	ЭК	кол-	стовик
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	_		раты, за	ависящие	от врем	ени		T				
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,05	6,9095	1,19	164,45	4,96	685,4	1,88	259,8
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	55,91	-	233,04	-	88,33
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4	46,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	1	0,05	0,72	1,19	17,14	4,96	71,42	1,88	27,1
Социальные отчисления, 30%		_	-	1	_	0,24	-	5,83	_	24,28	_	9,2
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,4	0,05	12,64	1,19	300,9	4,96	1254,19	1,88	475,38
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5732	0,05	71,65	1,19	1705,27	4,96	7108,68	1,88	2694,04
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	-	-	-	-	1,19	267,27	4,96	1114,02	1,88	422,25
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,19	110,26	4,96	459,6	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	1,88	453
Содержание полевой лаборатории по разра- ботке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном буре- нии.	сут.	7,54	-	-	0,27	2,04	2,1	15,83	4,96	37,4	1,88	14,17
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,27	40,36	2,1	313,9	4,96	741,42	1,88	281,02
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/ сут	45,54	4	182,1	-	-	-	-	-	-		
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/ сут	107,93	-	-	0,27	29,14	2,1	226,65	4,96	535,33	1,88	202,91
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,68	0,05	1,7	1,19	40,36	8,19	277,8	1,88	63,77

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,05	5,02	1,19	119,48	8,19	822,28	1,88	188,75
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,27	1,49	2,1	11,61	4,96	27,43	1,88	10,39
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,16	0,05	8,46	1,19	201,45	8,19	1386,49	1,88	318,26
Порошок бентонитовый марки Б	T	75,4	-	-	17	1281,8	22	1658,8	-	-	-	-
Сода каустическая	T	875,2			0,2	175,04	0,2	175,04	0,3	262,56	0,3	262,56
Сода кальцинированная марки	T	183,3	-	-	0,1	18,33	0,1	18,33	0,1	18,33	0,1	18,33
KC1	T	215,6	ı	ı	-	-	-	1	20	4312	44	9489,4
Polypac R, Polypac ELV	T	983	ı	1	0,5	491,5	0,5	491,5	0,2	491,5	0,5	491,5
Realub, SAPP	T	1054,1	1	ı	-	-	-	1	5	5270,5	5	5270,5
Мраморная крошка (фракции 20, 60, 100)	T	198,6	1	-	10	1986	10	1986	10	1986	15	2979
Ectazan-C, Праестол	T	1491,2	-	-	-	-	0,5	745,6	0,5	745,6	2	2982,4
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	Т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,1	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	T	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	Т	20,08	-	-	27,8	558,22	33,3	668,66	36,4	730,9	66,9	1343,35
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб				9647,3		4697,4		9506,9		28818,3		28663,6
у тети триненориировки вихт, рус		Затпат	ъ. 39RI		объемя	 naбот						
393,7 (15 ½) GRD111	ШТ	2686,4	- -	-	0,14	376,1	_	_	_	_	_	_
295,3 (11 5/8) FD 619 SM	ШТ	4852,7	-	_	-	-	0,3	1455,8	-	_	-	_
215,9 (8 ½) FD 616 SM	ШТ	5234,4	-	_	-	_	-	-	0,86	4501,58	-	_
215,9/100 (8 ½ / 4) CB 1009 MH	ШТ	8845,6	-	-	-	_	-	-	0,68	88,46	-	-
142,9 (5 5/8) FD 713 MH	ШТ	6971,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1742,8
Калибратор 295,3	ШТ	458,9	-	-	-	-	0,4	183,6	-	-	-	-
Калибратор 215,9	ШТ	442,6	-	-	-	-	-	-	0,8	354,1	-	-
Транспортировка труб	T	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63	60,9	299,02
Транспортировка долот	T	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена						1268					
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	-	-		0	4	73,05	17	67,75	51	89,36	20)48,43
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	96	47,34	51	70,47	112	274,64	340	007,61	30′	711,99
Всего по сметному расчету, руб					ı	1721	45,5		ı		ı	

Таблица 3 – Сметный расчет на крепление скважины

	ца	CTb (bi,	Напра	вление	Конд	цуктор	ЭК		хвос	товик
Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	кол-во	сумма	кол-во	сумма	КОЛ-ВО	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		Затр	аты, завис	ящие от вр	емени					
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,9025	193,2794	3,71	794,5336	7	1499,12	4,68	1002,269
Социальные отчисления, 30%		-	-	57,98382	-	238,3601	-	449,736	-	300,6806
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	0,9025	16,19988	3,71	66,5945	7	125,65	4,68	84,006
Социальные отчисления, 30%		-	-	4,859963	-	19,97835	-	37,695	-	25,2018
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,86	0,9025	20,63115	3,71	84,8106	7	160,02	4,68	106,9848
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	236,71	0,9025	213,6308	3,71	878,1941	7	1656,97	4,68	1107,803
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,9025	1293,283	3,71	5316,43	7	10031	4,68	6706,44
Материалы и запасные части в эксплуатаци- онном бурении	сут	419,4	0,9025	378,5085	3,71	1555,974	7	2935,8	4,68	1962,792
Плата за подключенную мощность	сут	149,48	0,9025	134,9057	3,71	554,5708	7	1046,36	4,68	699,5664
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	107,93	0,9025	97,40683	3,71	400,4203	7	755,51	4,68	505,1124
Эксплуатация ДВС	сут	10,9	0,9025	9,83725	3,71	40,439	7	76,3	4,68	51,012
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,9025	90,611	3,71	372,484	7	702,8	4,68	469,872
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	0,9025	175,1933	3,71	720,1852	7	1358,84	4,68	908,4816
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,9025	16,606	3,71	68,264	7	128,8	4,68	86,112
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,9025	30,6128	3,71	125,8432	7	237,44	4,68	158,7456
Башмак колонный БК-324	ШТ	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245	ШТ	65	-	-	1	65	-	-	-	
Башмак колонный БК-168	ШТ	45,5	-	-	-	-	1	45,5		

Центратор ЦЦ-245/295	ШТ	25,4			18	457,2				
Центратор ЦЦ-215/255	ШТ	18,7	-	-	-	-	84	1570,8	-	-
ЦОКДМ-324	ШТ	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-245	ШТ	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОД-178	ШТ	105	-	-	-	-	1	105	-	-
Продавочная пробка ПП-324	ШТ	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	ШТ	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-146-168	ШТ	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
ПХЦЗ1 127/178	ШТ	700	-	-	-	-	-	-	1	700
Головка цементировочная ГЦУ-324	ШТ	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	ШТ	3320	-	1	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	ШТ	2980	-	-	-	-	1	2980	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	7034,409		15423,94		26064,821		17822,63	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 324х9,5	руб/м	80,17	100	8017	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	руб/м	30,32	-	-	879,9	26678,57	-	-	-	-
Обсадные трубы 168x8,1 E	руб/м	47,57					2500	118925	-	-
Обсадные трубы 168х9,2 E	руб/м	47,57	-	-	-	-	431	20502,67	-	-
Хвостовик 127	руб/м	23,34	-	-	-	-	-	-	500	11670
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ- II-150	Т	30,82	1,56	48,0792	33,34	1027,539	19,2	591,744	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ- III-Об (4-6)-100	Т	33,1	-	-	-	-	38,8	1284,28	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех	T	6,01	1,56	9,3756	33,34	200,3734	58	348,58	6,5	39,065
Работа ЦСМ, тампонажный цех	Ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,671666667	60,84867	1,5	54,6
Опрессовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59

Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	-	-
Пробег ЦА-320М	КМ	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2	8,5	312,8
Пробег УС6-30	КМ	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	5	184
Пробег КСКЦ 01	КМ	40,8	-	-	-	-	1	40,8	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	Ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	Т	18,76	2,02	37,8952	57,91	1086,392	124,9	2343,124	15,36	288,1536
Транспортировка обсадных труб запаса	Т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,28	3	112,56
Транспортировка вахт, руб						1268				
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1	-	15680,61		44907,31		172619,45		31673,11	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	264880,4795									
Всего по сметному расчету, руб	·	332494,2799								

Таблица 4 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на май 2017 г.

No	Hove you power maker we perman	Сумма в ценах	Сметная стоимость в те-
Π/Π	Наименование работ и затрат	1984 года, руб	кущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж		
2	бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудоваия для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	97 290	19866618
3.2	Крепление скважины	264 880	54088593,91
	Итого по главе 3	362 170	73955211,91
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	140 337	28 656 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	155 289	31 710 013
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	56 920,54	11 623 174,83
	Итого по главе 5	56 920,54	11 623 174,83
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время	,	,
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 194,3	2 438 801,4

6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	47 927,64	9 786 824
	ИТОГО прямых затрат	920 887,66	188 045 260,63
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	230 221,92	47 011 315
	Итого по главе 7	230 221,92	47 011 315
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	92 088,77	18 804 526,06
	Итого по главе 8	92 088,77	18 804 526,06
	ИТОГО по главам 1-8	1 243 198,34	253 861 101,85
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	304 583,59	10 152 380,36
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	54 700,73	1 183 284,64
9.3	Северные надбавки 2,98%	37 047,31	1 234 860,96
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	11 456
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	464 361	35 713 267
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2486,4	507 722
	Итого по главе 10		
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10	85 502	14 305 339
	Итого по главе 12	85 502	14 305 339
	ОТОТИ	1 795 549	304 387 432
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		387 432
	НДС 18%		789 737
	ВСЕГО с учетом НДС 18%	359	177 169

Таблица 5 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое до- лото: БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38	Внедряемое долото БИТ 215,9 ВТ 616 УЕМ			
	Исходные д	анные	<u> </u>			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуа	гационная			
2	Способ бурения	Гидравлический з	абойный двигатель			
3	Глубина сооружаемого интервала, м	2:	142			
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	879-	-3021			
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500			
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28			
7	Время СПО, ч	13	3,83			
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400			
Расче	et					
9	Длина сооружаемого интервала, м	1929 + 236 = 2165				
10	Количество долблений	2165/3200 = 0,677	2165/4500 = 0,481			
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	2165/25,5 = 84,9	2165/28 = 77,3			
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	84,9 + 13,83 = 98,73	77,3 + 13,83 = 91,03			
13	Экономия времени, ч	98,73 – 91,03 = 7,7				
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4				
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	381 600 * 0,677 = 258 343	773 400 * 0,481 = 372 091			
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	98,73 * 45825,4 = 4 524 341	77,3 * 45825,4 = 3 542 303			
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	258 343 + 4 524 341 = 4 782 684	372 091 + 3 542 303 = 3 914 394			
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	4 782 684 – 3 914 394 = 868 290				
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	868 290/2165 = 401				
20	Экономический эффект на долото	401 * 4500	= 1 804 759			
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	773 400/1 8	04 759 = 0,43			

Приложение Т. Социальная ответственность при строительстве скважи-

ны

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора,	Факторы (по ГС	Нормативные доку-	
наименование видов работ	Вредные	Опасные	менты
Проходка скважины:	1. Отклонение по-	1. Движущиеся	ГОСТ 12.1.003–83 [2]
1) Механическое бу-	казателей микро-	машины и меха-	ΓΟCT 12.1.007–76 [3]
рение;	климата на откры-	низмы; Подвижные	ГОСТ 12.1.012-2004
2) Спуско-подъемные	том воздухе;	части производст-	[4]
операции;	2. Превышение	венного оборудо-	ΓΟCT 12.4.125-83 [5]
3) Сборка-разрборка	уровней шума;	вания;	ГОСТ 12.2.003-91 [6]
КНБК	3. Превышение	2. Электрический	СП 52.13330.2011 [7]
4) Приготовление и	уровней вибрации;	ток;	СНиП 2.04.05-91 [8]
обработка бурового	4. Повышенная за-	3. Пожаро- и взры-	MP 2.2.7.2129-06 [9]
раствора;	газованность воз-	воопасность;	ГОСТ Р 12.4.213-99
5) Крепление ствола	духа рабочей сре-	4. Расположение	[10]
скважины обсадными	ды;	рабочего места на	ΓΟCT 12.1.029-80 [11]
трубами и цементи-	5. Недостаточная	значительной вы-	ΓΟCT 12.1.005-88 [12]
рование их;	освещенность ра-	соте.	РД 10-525-03 [13]
6) Обслуживание и	бочей зоны;		ΓΟCT 12.3.003-86 [14]
ремонт оборудования	6. Повреждения в		РД 34.21.122-87 [15]
буровой установки;	результате контак-		
7) Проведение испы-	та с насекомыми;		
таний пласта в пилот-			
ном стволе;			

Таблица 2 — Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные		
ресурсы,		
гомпоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
окружающей		
среды		
1	2	3
	Уничтожение и повреждение почвен-	1.Рациональное планирование
Земля и зе-	ного слоя сельхозугодий и других зе-	мест и сроков проведения работ;
мельные ре-	мель	2.Соблюдение нормативов отвода
сурсы		земель;
		3. Рекультивация земель.

	T	
Земля и зе- мельные ре- сурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники; 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
31	Засорение почвы	Вывоз и захоронение
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
Лес и лесные ресурсы	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, использование выруб- ленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Dave u per	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.) Загрязнение бытовыми стоками	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, отстойников Очистные сооружения для буровых стоков
Вода и водные ресурсы	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж про- буренных скважин
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж сква- жин. Гидрогеологический, гидро- геохимический и инженерно- гео- логический мониторинг в скважи- нах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; Выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия