

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01."Нефтегазовое дело"
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2611 МЕТРОВ НА КАЗАН- СКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.323'324:622.243.23(24:181m2611)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Соломенцев А.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. пр.	Епихин А.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедрой	Ковалёв А.В.	к.т.н.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление – «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
И.о. зав. кафедрой
_____ Ковалёв А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Соломенцев А.А

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО- НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2611 МЕТРОВ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕ- ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)		1.Геолого-технический наряд
		2. Компоновка бурильной колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)		
Раздел	Консультант	
Общая и геологическая часть	Епихин А. В.	
Технологическая часть	Епихин А. В.	
Финансовый менеджмент	Вазим А.А.	
Социальная ответственность	Гуляев М. В.	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. пр.	Епихин А.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 - 2Б32Т	Соломенцев А.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3 - 2Б32Т	Соломенцев А.А.

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	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, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности 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 научных 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 указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	К. Э. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 - 2Б32Т	Соломенцев А.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3 - 2Б32Т	Соломенцев А.А.

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1 Характеристика объекта исследования	<i>Бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Казанском НГКМ.</i> <i>-Рассматриваемое рабочее место располагается на буровой установке, на открытом воздухе в месте отдаленном от населённых пунктов, в лесной зоне(тайга)</i> <i>Западной Сибири, Томской области.. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Казанском НГКМ 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Казанском НГКМ	<i>Вредные факторы</i> <i>1.Неудовлетворительные метеорологические условия,</i> <i>2.Недостаточная освещённость,</i> <i>3.Повышенные уровни шума и вибрации,</i> <i>4.Запыленность и загазованность.</i> <i>Опасные факторы</i> <i>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования,</i> <i>2. Поражение электрическим током,</i> <i>3. Пожаро-взрывоопасность.</i>
2. Экологическая безопасность:	<i>-Мероприятия по защите атмосферы</i> <i>-Мероприятия по защите гидросферы и литосферы</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>- Мероприятия по устранению ЧС ГНВП</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<i>- Нормативно-правовые акты</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3- 2Б32Т	Соломенцев А.А.		

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: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общая и геологическая часть	
	Технологическая часть	
	Результаты проведенного исследования	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. пр.	Епихин А.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедрой	Ковалёв А.В.	к.т.н.		

Аннотация

Представлен комплекс мероприятий и работ, на строительство добывающей наклонно-направленной скважины глубиной по вертикали 2611м на Казанском месторождении, расположенном в Парабельском районе Томской области.

В начале работы приведены общие сведения о районе работ, краткая географическая и геологическая характеристика, характеристика нефте-газоводоносности месторождения. Зоны возможных осложнений в процессе бурения

По градиенту давлений построен совмещенный график давлений. Определено число обсадных колонн и глубина их спуска, рассчитаны интервалы цементирования, выбрана схема обвязки устьевого оборудования, рассчитана осевая нагрузка на долото, его частота вращения.

В специальной части работа выполнена на тему: «Анализ современных способов предупреждения и ликвидации прихватов бурового инструмента».

В разделе ресурсоэффективность и ресурсосбережение определены экономические эффекты, определены основы технико-экономических показателей. В Социальной ответственности были затронуты такие вопросы, как опасные и вредные производственные факторы непосредственно на рабочем месте, требования и мероприятия по противопожарной технике безопасности, требования безопасности с химическими реагентами, а также правила поведения в чрезвычайно опасных ситуациях.

Сокращения

АБТ	–	алюминиевые бурильные трубы
БК	–	бурильная колонна
БР	–	буровой раствор
БУ	–	буровая установка
ВЗД	–	винтовой забойный двигатель
ГИС	–	геофизические исследования скважин
ГЗД	–	гидравлический забойный двигатель
ГТН	–	геолого-технический наряд
ДНС	–	динамическое напряжение сдвига
КНБК	–	компоновка низа бурильной колонны
КП	–	кольцевое пространство
ЛБТ	–	легкосплавные бурильные трубы
ММП	–	многолетнемерзлые породы
НКТ	–	насосно-компрессорные трубы
ОЗЦ	–	ожидание затвердевания цемента
ОК	–	обсадная колонна
ОЦР	–	облегченный цементный раствор
ПАВ	–	поверхностно-активное вещество
ПВО	–	противовыбросовое оборудование
ПДК	–	предельно-допустимая концентрация
ПЗП	–	призабойная зона пласта
ПЗР	–	подготовительно-заключительные работы
ПФ	–	показатель фильтрации

Оглавление

Введение	11
1. Общая и геологическая часть	12
1.1 Географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	13
1.2 Геологические условия бурения	14
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	15
1.4 Зоны возможных осложнений	15
1.5 Исследовательские работы	16
2. Технологическая часть	18
2.1 Обоснование и расчет профиля	18
2.2 Выбор способа бурения	20
2.3 Проектирование конструкции скважины	21
2.4 Выбор породоразрушающего инструмента	25
2.5 Проектирование режимов бурения	25
2.6 Выбор компоновки и расчет буровой колонны	28
2.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	28
2.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	30
2.9 Проектирование процессов заканчивания скважин	30
2.10 Расчет наружных и внутренних избыточных давлений	40
2.11 Выбор технологической оснастки	40
2.12 Проектный процесс испытания и освоения	41
2.13 Выбор буровой установки	39
3. Специальная часть. Анализ современных способов предупреждения и ликвидации прихватов бурового инструмента	40
3.1 Природа возникновения прихватов	40
3.2 Типы прихватов	41
3.3 Предотвращения прихватов	42
3.4 Способы ликвидации прихватов	43
3.5 Усовершенствование практики	56
4. Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	62
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	63
4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады	64
4.3 Расчет сметной стоимости сооружения скважины	66
5. Социальная ответственность	57
5.1 Профессиональная социальная безопасность	70

5.2 Экологическая безопасность	74
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
5.4 Правовые и организационные вопросы.....	79

Заключение.....	57
Список используемых источников	77
Приложение А.....	80
Приложение Б	81
Приложение В.....	82
Приложение Г	83
Приложение Д.....	86
Приложение Е	87
Приложение Ж.....	88
Приложение И.....	89
Приложение К.....	90
Приложение Л.....	92
Приложение М	94
Приложение Н.....	95
Приложение П.....	96
Приложение Р	97
Приложение С	98
Приложение Т	99
Приложение У.....	100
Приложение Ф	101
Приложение Х.....	102
Приложение Ш.....	103

Введение

В данном проекте представлено технологическое решение строительства скважины на Казанском месторождении

В первой части исследования были взяты данные о стратиграфической и литологической характеристики, идентичные, уже исследуемой скважине.

Во второй части проекта проведены обоснование и расчет профиля скважины, спроектирован процесс заканчивания скважины, произведен выбор буровой установки

В специальной части: проведён анализ современных способов предупреждения и ликвидации прихватов бурового инструмента. Произведены необходимые расчёты и выводы.

Имеется обзор экономических аспектов, обобщающие все материальные и финансовые потребности в процессе бурения.

Также рассмотрены экологические проблемы и решения, предотвращения разного рода чрезвычайных ситуаций и аварий, их решение и ликвидация последствий. Необходимые правовые нормы и нормы безопасности рабочего персонала.

1.Общая и геологическая часть

1.1Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

<i>Наименование</i>	<i>Значение</i>
Месторождение (площадь)	Казанское
Характер рельефа	Суша, равнина
Покров местности	Залесенная равнина
Заболоченность	Высокая
Административное расположение:	РФ
- область (край)	Томская
- район	Парабельский
Температура воздуха, °С	
- среднегодовая	+3
- наибольшая летняя	+35
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,6
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	240
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	185
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное, северные
Наибольшая скорость ветра, м/с:	20~25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

<i>Наименование</i>	<i>Значение</i>
Электрификация	Воздушная линия ЛЭП-6
Теплоснабжение	Индивидуальная котельная ПKN-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах, водным транспортом по реке, автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Парабель

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

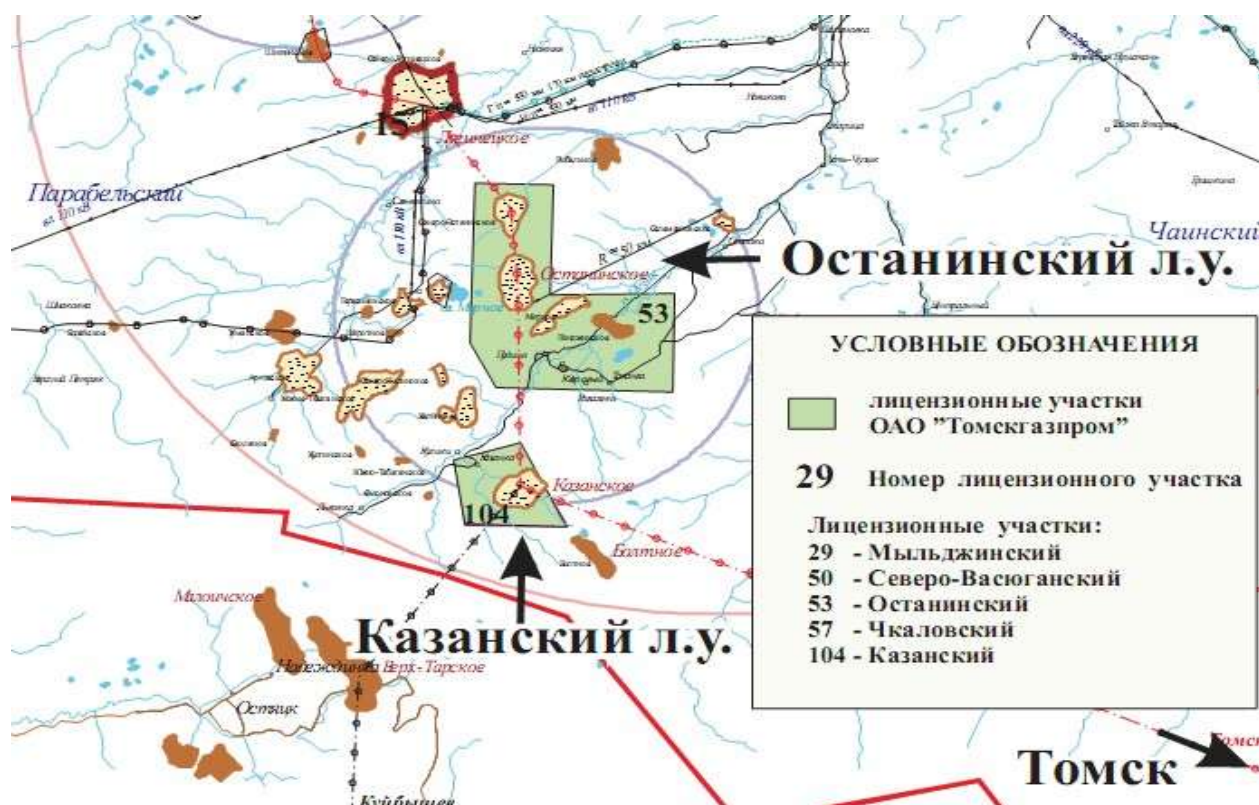


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице - 3

<i>Глубина залегания, м</i>		<i>Стратиграфическое подразделение</i>		<i>Элементы залегания (падения) пластов по подошве</i>		<i>Коэффициент каверн-ности интервала (средне взвешенная величина)</i>
от	до					
(кровля)	(подошва)	название	индекс	угол		
				град.	мин.	
1	2	3	4	5	6	
0	30	Четвертичные	Q	-	-	1.4
30	125	Некрасовская свита	Pg ₃ nk	-	-	1,4
125	170	Чеганская свита	Pg ₂₋₃ cg	-	-	1,4
170	260	Люлинворская свита	Pg ₂ ll	-	-	1,4
260	285	Талицкая свита	Pg ₁ tl	-	-	1,4
285	365	Ганькинская свита	K ₂ gn	-	-	1,4
365	415	Славгородская свита	K ₂ sl	-	-	1,4
415	560	Ипатовская свита	K ₂ ip	-	-	1,4
560	575	Кузнецовская свита	K ₂ kz	-	-	1,4
575	1440	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	-	-	1,3
1440	2130	Киялинская свита	K ₁ kls	-	-	1,3
2130	2215	Тарская свита	K ₁ tr	-	-	1,1
2215	2440	Кулозимская свита	K ₁ klm	-	-	1,1
2440	2465	Баженовская свита	J ₃ bg	-	-	1,1
2465	2490	Георгиевская свита	J ₃ gr	-	-	1,1
2490	2700	Васюганская свита	J ₃ bg+	-	-	1,1

Таблица 3– Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернности пластов

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в Приложении В.

При прохождении интервалов строения скважины предвещается снижение гидродинамических давлений в открытом стволе скважины, предотвращение нарушения устойчивости стенок скважины, поглощений промывочной жидкости и флюидопроявлений. Предупреждение эффекта «поршневания». Для этого идет

ограничение скорости спуска и подъема бурильного инструмента при бурении под эксплуатационную колонну:

Для предотвращения обвалов стенок скважины и флюидопроявлений производят постоянный контроль долива скважины при подъеме инструмента.

Постоянный контроль параметров в процессе бурения для оперативного управления процессами строительства скважины, предотвращение аварий и осложнений

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в Приложение Г, из анализа следует, что породы имеют интервал 125–575 м, который сложен глинами, обладающими высокой набухаемостью и текучестью. Поэтому в данном интервале во избежание осложнений проектируется использование ингибированного раствора в совокупности с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в Приложение Д.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности Казанского месторождения представлена в Приложение Е.

Разрез представлен 1 нефтеносным, 1 газоносным и 5 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2485-2581 м (нефтеносный), так как он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 285 м. $k_{\text{кв}}$.

1.4 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в Приложение Ж.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможны возникновения осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются прихваты и поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность,

что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В интервале 0-970 м ожидаются высокоинтенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин.

В интервале от 0-1440м. возможны поглощения бурового раствора. следовательно необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

Продуктивный горизонт Казанского месторождения залегает на глубине 2470-2650м.

Месторождение богато подземными водами, поэтому возникает опасность водопроявлений на всех интервалах бурения скважин.

Скважина является наклонно направленной, расчет профиля и другие расчеты представлены в технологической части.

1.5 Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Исследовательские работы

<i>Интервал</i>		<i>Тип работ</i>	<i>Общие параметры</i>	<i>Оборудование</i>
от	до			
0	1053	Инклинометрия с совместной записью ГК	В открытом стволе	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М.
		Геолого-технические исследования		
		Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	В обсаженном стволе	
		Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12)		

Продолжение таблицы 4

Интервал	Тип работ	Общие параметры	Оборудование	Оборудование
от	до			
1053	2611	Стандартный каротаж зондами А2.0М0.5N, N6.0М0.5N, кавернометрия, резистивиметрия	В открытом стволе.	Станция ГТИ «Разрез-2»
		Инклинометрия с записью ГК		
		БКЗ зондами А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А4.0М0.5N, А8.0М0.5N, А0.5М2.0N, Боковой каротаж (БК), Индукционный каротаж (ИК), Акустический каротаж (АКВ), ВИКИЗ		
		Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)		
		Газовый каротаж		
		Геолого-технические исследования		
		Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ,МЛМ)	В обсаженном стволе	
		Акустическая цементировметрия (АКЦ с записью ФКД)		
		Плотностная цементировметрия (СГДТ-НВ)		
		Инклинометрия с записью ГК		
		Термометрия (ОГГ)		
		ГК, МЛМ-привязка зоны перфорации		

2. Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля.

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 5.

Профиль направленной скважины должен обеспечить:

- высокое качество скважины как объекта для последующей эксплуатации;
- минимальные затраты на строительство скважины;
- безаварийное строительство скважины;
- бурение и крепление скважины с применением существующих технологий и технических средств;
- свободное прохождение по стволу скважины соответствующих приборов и устройств;
- Для данной скважины наиболее подходящим типом профиля является четырех интервальным. Данный выбор основывается на том, что смещение забоя от вертикали больше 300 м, а это является показателем вышеупомянутого выбора. Также четырех интервальный профиль особенно эффективен, когда на последнем его интервале используют естественное искривление скважины и простые КНБК, что является подходящим в данном случае.

Всем этим требованиям отвечает S образный профиль.

- Участок начального искривления скважины отклонителем у S - образного профиля расположен, как правило, не ниже 500÷800 м, что существенно упрощает управление отклонителем и позволяет осуществить проводку этого участка с достаточной для практики точностью без применения дорогостоящих систем контроля за положением отклонителя и параметрами ствола скважины;

С учетом вышеперечисленного выбираем S - образный профиль.

В приложение X представлен профиль проектируемой скважины.

Таблица 5 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля		Четырех интервальный профиль									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				2611			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м			0,15	
Глубина вертикального участка скважины, м				40			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град			-	
Отход скважины, м				750			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м			-	
Длина интервала бурения по пласту, м				-			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла.			-	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град			20	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град			-	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				-			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град			-	
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	40	40	0	40	0	0	0	0	40	0
2	40	236	196	40	236	34.55	0	20	40	236	4
3	236	1890	1654	236	1890	636	20	20	236	1890	106
4	1890	2611	721	1890	2611	750	20	2	1890	2670	15
Итого	Σ		2611	Σ		750	-	-	Σ		2670

2.2 Выбор способа бурения.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 5.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам скважины

<i>Интервал, м</i>	<i>Обсадная колонна</i>	<i>Способ бурения</i>
0-40	Кондуктор	Роторный
40-1053		ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1053-2670	Эксплуатационная колонна	ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3. Проектирование конструкции скважины и забоя

Конструкция скважины – это совокупность числа обсадных колонн, их диаметров и глубин спуска, интервалов затрубного цементирования, а также диаметра скважины под каждую колонну. Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

- Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

- Определение однородности коллектора.

Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k_1 = 0,001 \text{ мкм}^2$; $k_2 = 0,05 \text{ мкм}^2$; $k_3 = 0,3 \text{ мкм}^2$.

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,117 \text{ мкм}^2$. Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, т. к. существуют близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 0,1$ МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

- Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа; $\sigma_{сж}^{расч}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.
 $30 \geq 74,266$ МПа.

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

Определение конструкции забоя.

Коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый. Имеются близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Для сообщения обсадной колонны с продуктивным пластом её перфорируем. Конструкция забоя представлена в Приложение III

2.3.1 Построение совмещенного графика давлений

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

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

Градиент пластового давления – отношение пластового давления в рассматриваемой точке пласта к глубине этой точки. Градиент давления гидроразрыва – отношение давления гидроразрыва в рассматриваемой точке пласта к глубине этой точки. Градиент гидростатического столба бурового раствора – отношение давления гидростатического столба бурового раствора в рассматриваемой точке скважины к глубине этой точки. Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому или давлению гидроразрыва.

Совмещенный график давлений, строится в следующем порядке:

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.
2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.
3. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений.
4. Точки эквивалентов одноименных давлений (пластовое, гидроразрыва) последовательно соединяются прямыми линиями, параллельными оси ординат.

5. Рассчитываются значения градиента давления столба бурового раствора для каждого интервала с разными значениями градиента пластового давления, который рассчитывается по формуле:

$$\gamma = \frac{P - P_{гг}}{H}, \quad (1)$$

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

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать P на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$), но не более 2,5–3 МПа.

6. Проводится анализ совмещенного графика давления. Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10-20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

Совмещенный график давлений представлен в приложение **И**.

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

2.3.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление не предусматривается. Для сбора и откачки бурового раствора и буровых сточных вод на устье скважины производится устройство забурника размером 2х2х1 м с креплением стенок (опалубка) в который устанавливается ВШН:

Значение глубины спуска кондуктора выбирается глубина 1053 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и изоляции водоносных горизонтов, содержащих пресные воды хозяйственно-питьевого назначения, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2611 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 30 метров.

2.3.3 Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования кондуктора: 0-1053 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 903 – 2670 м.

2.3.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи ($100-150 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти) – 146,1 мм.

По результатам расчета изобразим на рисунке 2 проектную конструкцию скважины. Также все расчетные данные занесем в Приложение К.

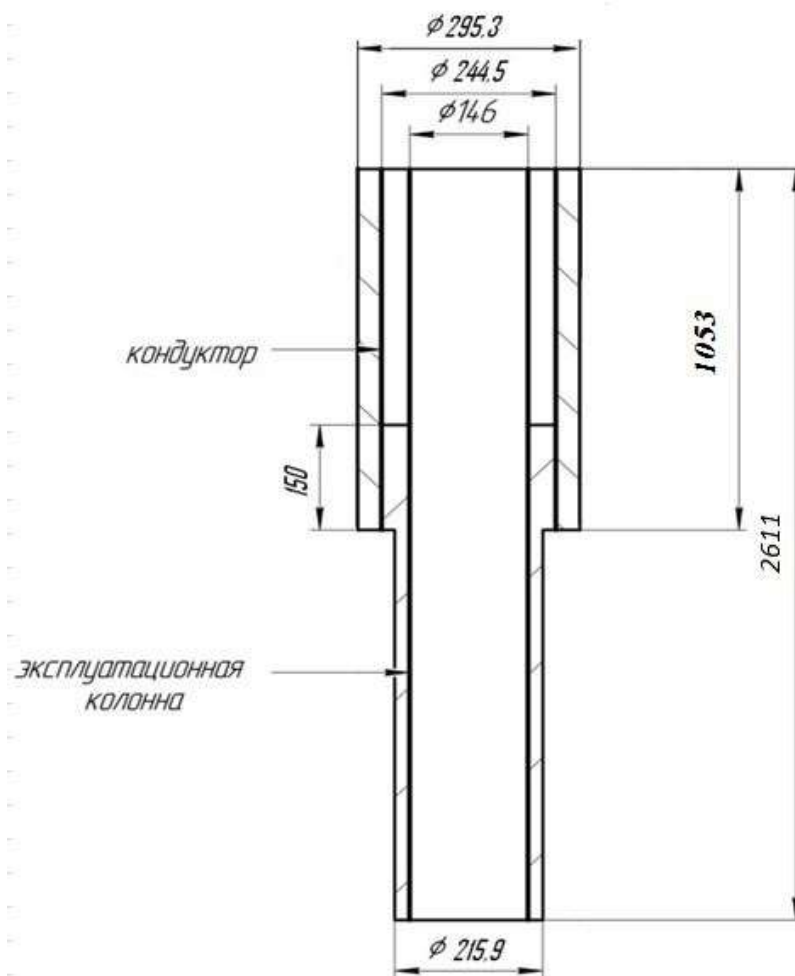


Рисунок 2 – Проектная конструкция скважин

2.3.5 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 25МПа.

$$P_{заб} = \rho \cdot g \cdot (H - H_{дин})$$

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 230/80х35 (230 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-21-146*245 ХЛ К2 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.4. Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП «Буринтех». Характеристики выбранных долот представлены в Приложение Л. Выбранные калибраторы по интервалам бурения приводятся в Приложение М.

2.5. Проектирование режимов бурения

Под режимом бурения понимается совокупность параметров процесса, которые могут быть изменены непосредственно во время бурения. К их числу относятся:

- осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент;
- частота вращения инструмента (при роторном способе бурения);
- расход и качество бурового раствора.

2.5.1 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

Для запланированных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в Приложение Н.

2.5.2 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (1053-2670 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород, и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таб.- 7.

Таблица 7 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента

Интервал		0-40	40-1053	1053-2670
Исходные данные				
V _л , м/с		2,5	2,5	1,5
Дд	м	0,2953	0,2953	0,2159
	мм	295,3	295,3	215,9
τ, мкс		4	4	4,4
z		22	22	20
α		0,6	0,6	0,4
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		123	123	90
n ₂ , об/мин		150	150	150
n ₃ , об/мин		180	180	168
n проект, об/мин		140	140	120

Для интервала бурения 40 - 1053 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается ДРУ-240РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить наилучший момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется ДРУ-195

В таблице 8 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 8 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-1053	1053-2670
Исходные данные				
Dд	м	Не требуется	0,2953	0,2159
	мм		295,3	215,9
Gос, кН			3	3
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты				
Dзд, мм		Не требуется	240	195
Мр, кН*м			14	5,2
Муд, Н*м/кН			37	27

В таблице 9 приведены технические характеристики запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 9 - Технические характеристики запроектированных двигателей по интервалам бурения.

<i>Двигатель</i>	<i>Интервал м</i>	<i>Наружный диаметр, мм</i>	<i>Длина, м</i>	<i>Вес, кг</i>	<i>Расход жидко- сти, л/с</i>	<i>Число оборотов, об/мин</i>	<i>Максималь- ный рабочий момент, кН*м</i>	<i>Мощ- ность двигате- ля, кВт</i>
ДРУ-240РС	40-1053	240	7,57	2050	30-50	72-132	14	3,3
ДРУ-195	1053-2670	195	6,5	1100	25-35	90-114	3,6	3,1

2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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

сов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в Приложение II и Приложение Р.

2.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблице 10, и Приложение С.

В Приложение Т приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 10 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-203	203	24	192
2	УБТ-178	178	12	145
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-127х9.19 Е	127	2636	58

2.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление и кондуктор – лигносульфонатный, для бурения интервала под эксплуатационную колонну- полимерносulfонатный, в интервале вскрытия продуктивного пласта – хлоркальциевый.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в Приложение У. В таблице 11 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 3 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 11 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	1053	Лигносульфонатный (диспергирующий) Бентонит, вода пресная, окзил, NaOH, KССБ.
1053	2400	Полимерносульфонатный Бентонит, ФХЛС, полиакрилаты, вода, NaOH.
2400	2670	Хлоркальциевый Бентонит, вода, KССБ, КМЦ-600, CaCl ₂ , Ca(OH) ₂ .

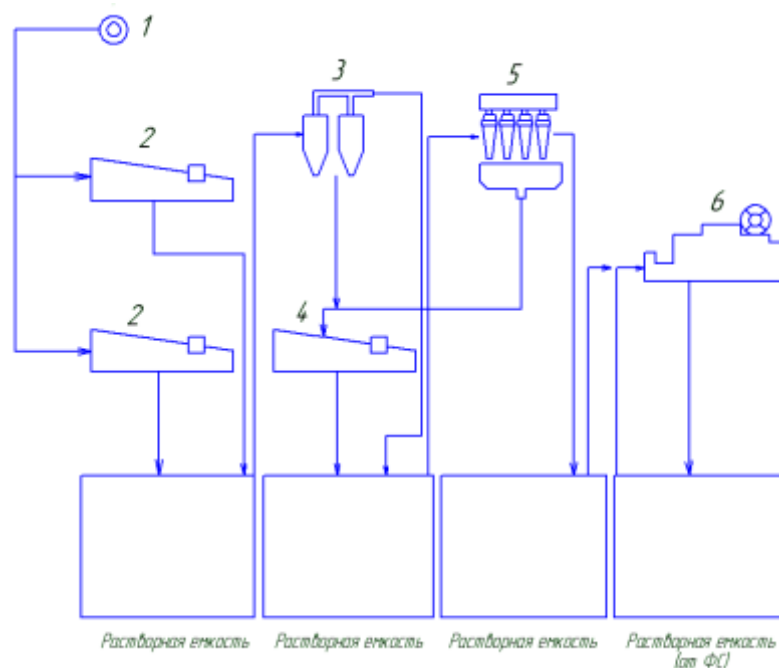


Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 12, а Приложение Ф приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 12 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

<i>H (по ство- лу), м</i>	<i>d_о, м</i>	<i>K</i>	<i>P_{пл}, МПа</i>	<i>P_{зд}, МПа</i>	<i>ρ_п, кг/м³</i>
2670	0,215	1,25	24	27	2100
<i>Q, м³/с</i>	Тип буро- вого насоса	<i>V_м, м/с</i>	<i>η_п, Па · с</i>	<i>τ_т, Па</i>	<i>ρ_{пж}, кг/м³</i>
0,029	УНБ-950	1,25	0,016	15	1120
КНБК					
Элемент	<i>d_н, м</i>	<i>L, м</i>		<i>d_в, м</i>	
УБТ 203 -79Д	0,203	24		0,079	
УБТ 178-71Д	0,178	36		0,071	
ТБПК 127-9,19Е	0,127	2636		0,109	

2.9. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.9.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1010	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1020
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1850
плотность нефти $\rho_{н}$, кг/м ³	770	глубина скважины, м	2670
высота столба буферной жидкости h_1 , м	903	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	300
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	1740

2.10. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений

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

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

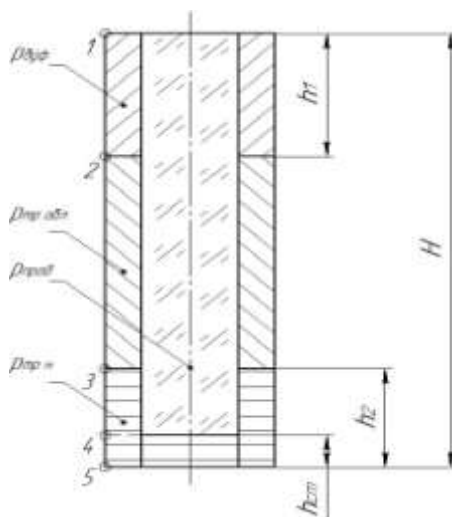


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 14 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 14 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	903	2311	2601	2611
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,85	8,18	9,26	9,26

2 случай: конец эксплуатации скважины.

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

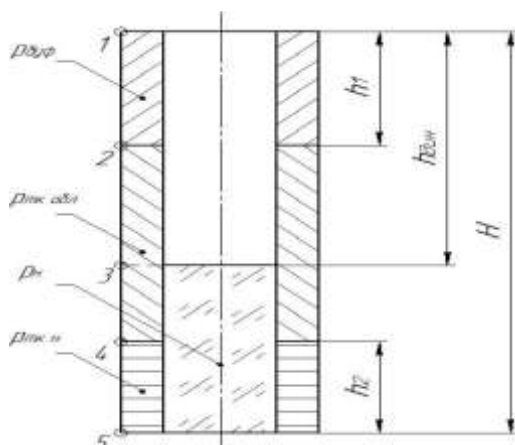


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 15 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации нефтяной скважины.

Таблица 15 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации нефтяной скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	903	1740	2311	2611
Наружное избыточное давление, МПа	0	9,35	18,7	21,5	21,6

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 7

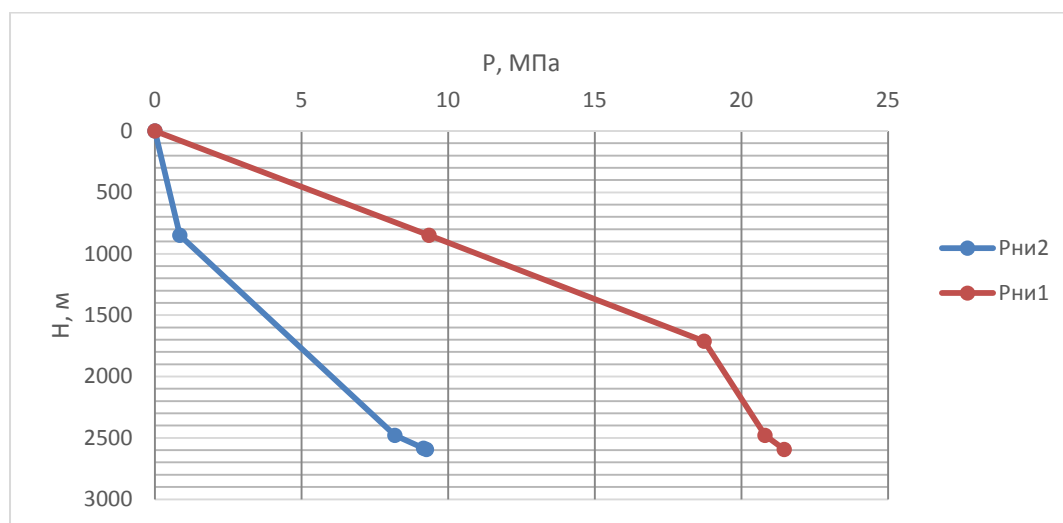


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.10.1 Расчет внутренних избыточных давлений

Первый случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементирующей головке $P_{цг}$ составляет 20,84 МПа.

В таблице 16 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

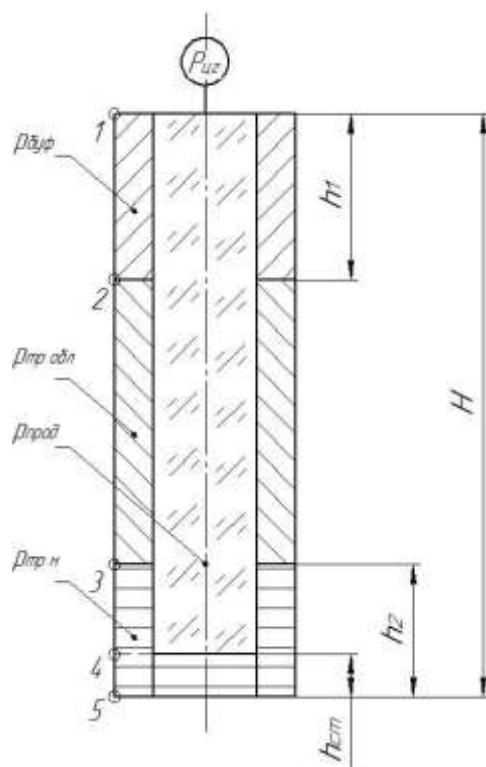


Рисунок 7– Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 16 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	903	2311	2601	2611
Внутреннее избыточное давление, Мпа	18,15	17,3	9,07	9,07	9,08

Второй случай: опрессовка эксплуатационной колонны.

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 21 Мпа.

В таблице 17 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 17 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	903	2311	2611
Внутреннее избыточное давление, Мпа	5,46	4,61	3,11	2,8

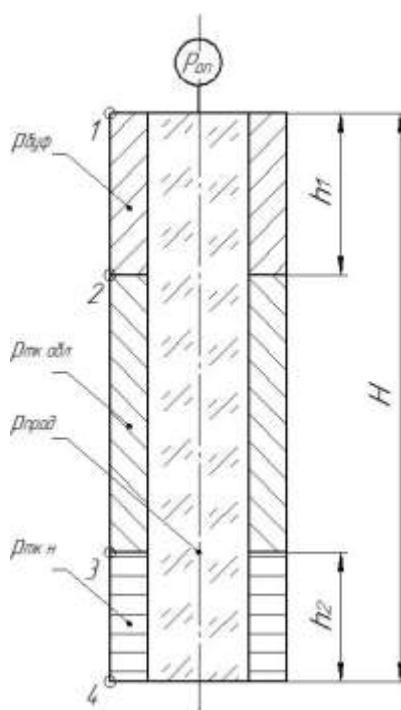


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны
Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 9.

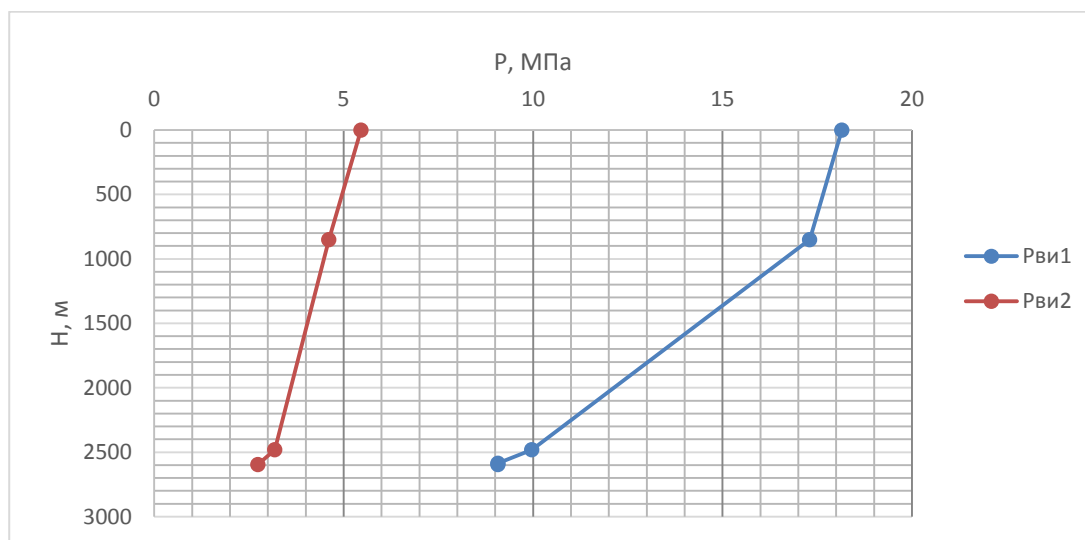


Рисунок 9 – Эпюры внутреннего избыточного давления

2.10.2 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 18

Таблица 18 – Рассчитанные параметры секций

№ сек-ций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммар-ный	
1	Д	7,9	1053	0,198	20,8	20,8	0-1053
5	Д	8,5	2670	0,204	55,1	55,1	0-2370
6	Д	8,9	300	0,229	6,9	62	2370-2670

2.10.3. Расчет процессов цементирования скважины

2.10.3.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}}, \quad (2)$$

47 < 55 МПа. Условие (3) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.10.3.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 19.

Таблица 19 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр} = 1850 \text{ кг/м}^3$	13230	9,3
$\rho_{обтр} = 1500 \text{ кг/м}^3$	28231	14,41
Сумма	41461	23,71

2.10.3.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 20

Таблица 20 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	26,3
Продавочная жидкость	52,2

Таблица 21 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Плотность тампонажного раствора	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр} = 1850 \text{ кг/м}^3$	13230	7,3
$\rho_{обтр} = 1500 \text{ кг/м}^3$	28231	14,41
Сумма	41461	21,71

2.10.4. Гидравлический расчет цементировании скважины

2.10.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементовочного оборудования

На рисунке 10 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

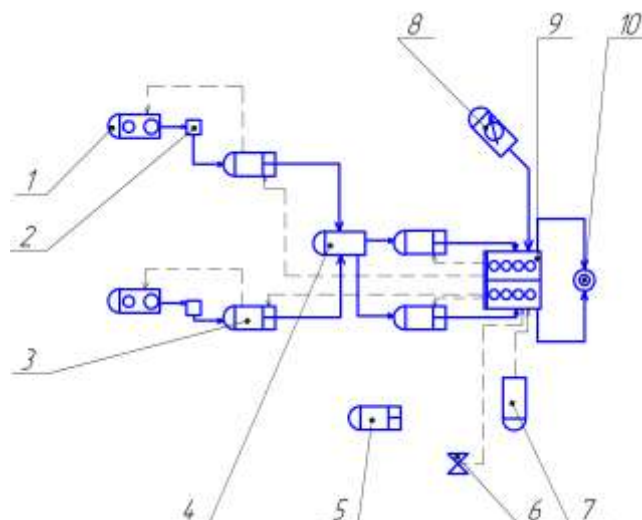


Рисунок 10 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;
 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.10.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирующей головке представлен на рисунке 11.

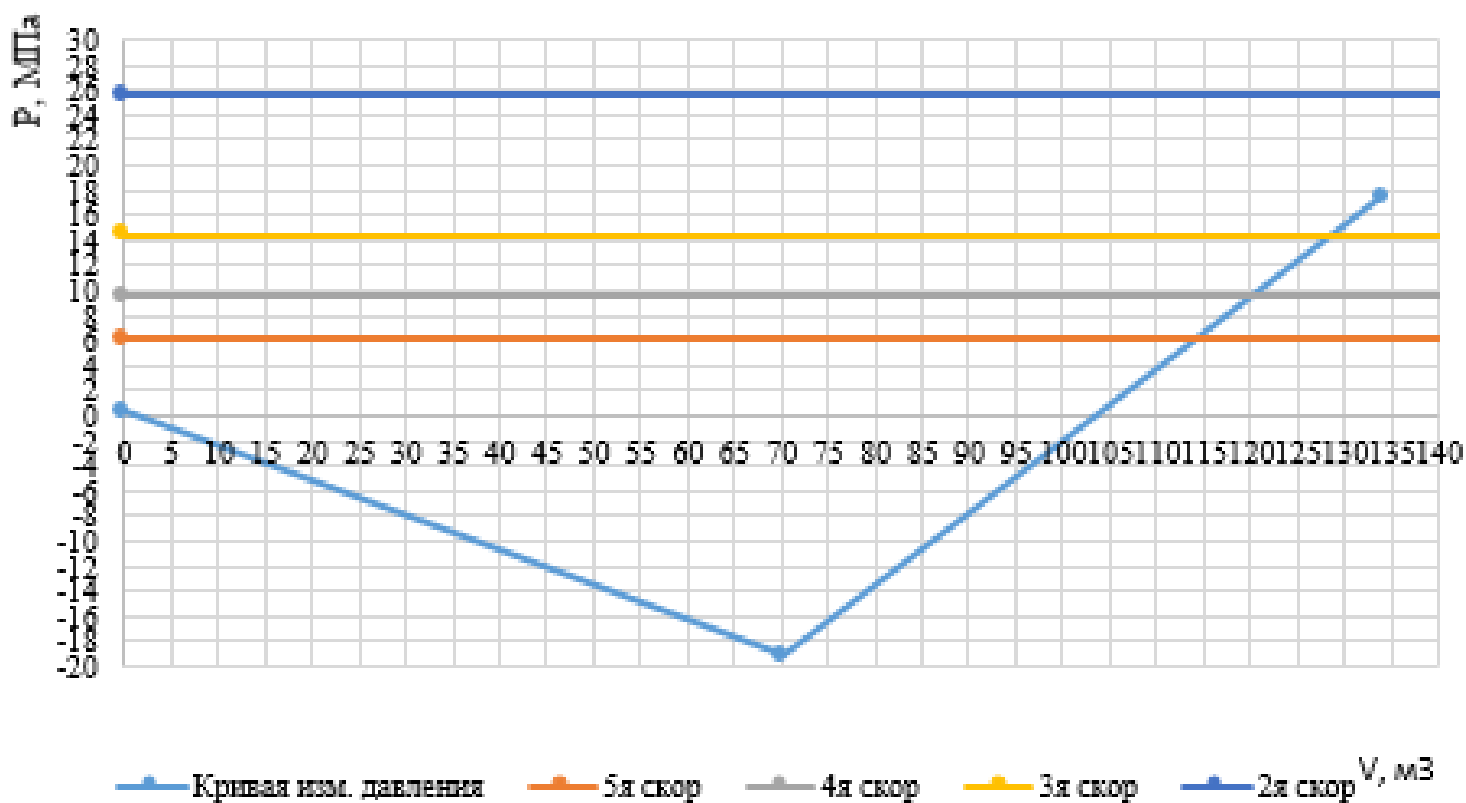


Рисунок 11 – График изменения давления на цементирующей головке

В таблице 22 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 22 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	114,0
IV	6
III	14,017

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 78 мин.

2.11. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-245 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОДМ -245-ОТТМ;
- цементирующая головка типа ГЦУ-140/146;
- пробки ПП-219-245;
- центраторы ЦЦ-4-245/295 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 23).

Таблица 23 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
1800-2500	ЦЦ-4 - 178/216	14
40-700	ЦЦ-4-245/295	24

2.12. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК1 – 65х35.

Перфорацию производить зарядами ЗПКО-102 ПП-30, ЗПКО-89 АТ-03, 2" (51) Predator плотностью 20 отв./м (длина пробиваемого канала 8001000мм) или аналогичными. При проведении газогидродинамических исследований глубинные и устьевые замеры проводить (цифровыми) электронными термоманометрами. Предусмотреть проведение СКО, интенсификации струйным насосом или выполнение испытания с помощью КИИ-95.

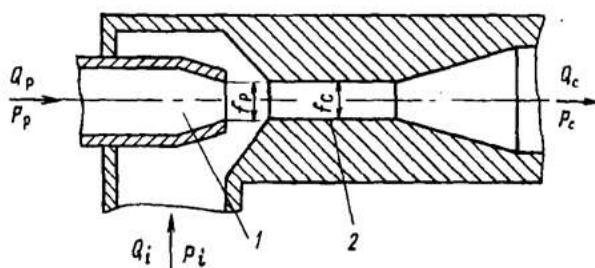


Рисунок 12 – Схема струйного аппарата:

1-рабочая насадка; 2-камера смешивания с диффузором

2.13 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 62 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000 ЭУК .

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таб .24.

Таблица 24 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<i>Выбранная буровая установка</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	58	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,46
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	62	$[G_{кр}] / Q_{об}$	3,03
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	155	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	5,76
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Специальная часть. Анализ современных способов предупреждения и ликвидации прихватов бурового инструмента.

3.1 Природа возникновения прихватов.

В процессе бурения скважин, осложнения связанные с прихватами бурового инструмента, занимают большой процент времени в сравнении с другими авариями и требуют большого количества времени для их ликвидации. Прихватом называются случаи, когда бурильная колонна не может свободно двигаться вверх – вниз, вращаться и / или пропускать буровой раствор. При этом работы на скважине приостанавливаются, так как нет возможности сдвинуть буровую колонну, хвостовик, обсадную колонну или каротажный кабель с данной позиции.

Прихват может произойти во время бурения, наращивания труб, каротаже, испытании скважины, проработки ствола скважины или при выполнении других работ, связанных со спуском в скважину съемных частей бурового оборудования

- Прилипание инструмента к стенкам скважины при оставлении его без движения;
- Затяжки вследствие образования сальников и сужений ствола скважины в результате налипания толстых корок;
- Обрушение неустойчивых пород;
- Расклинивание инструмента при спуске, бурении или проработке полноразмерными долотами;
- Заклинивание и прилипание инструмента в желобах;
- Расклинивание инструмента вследствие попадания в скважину посторонних предметов;
- Прихваты, вызванные газо-нефте-водопроявлениями и поглощениями;
- Прихваты вследствие осаждения выбуренной породы.

3.2 Типы прихватов.

Выделяют два типа прихватов: механический и дифференциальный

Причинами Дифференциального прихвата являются: высокая репрессия ведет к перепаду давления и прихвату в зоне контакта колонны со стенкой; колонна труб попадает в проницаемую зону; при остановке операций образуется статическая фильтрационная корка

Причины механического прихвата являются: плохая очистка ствола, особенно в наклонных скважинах; набухание и обрушение глинистых пород; Пластичное течение солевых отложений; образование жёлоба; интенсивное искривление ствола наряду с жесткой компоновкой инструмента; диаметр ствола меньше нормального. Расклинивание инструмента вследствие попадания в скважину посторонних предметов. Механический прихват относится к граничной категории, которая включает в себя все типы прихватов, не относящихся к дифференциальному. Он может быть обусловлен следующими условиями бурения .

3.3 Предотвращение прихватов

1. Во время бурения для предотвращения прихватов применяется след практика:

- В не обсаженном стволе КНБК или буровая колонна всегда должны быть в движении.
- Вращать колонну на оптимальной скорости / перед навинчиванием труб очищать скважину расширителем для ликвидации желобов.
- Делайте запись о сужениях в стволе (глубина и вес на крюке), наблюдаемые во время спуска и подъема колонны.
- Уделять особое внимание при бурении сложных пород.
- По возможности не допускать: остановку трубы и/или остановку циркуляции в не обсаженной части ствола.
- Контролировать вибросита (шлам, материал обвалов, форма, размер, количество в зависимости от скорости проходки, концентрация шлама)
- Анализировать все параметры, измеряемые на буровой

- Свойства раствора должны отвечать условиям работ
2. Во время СПО для предотвращения прихватов применяется следующая практика (общие):
- Перед подъемом инструмента из скважины промывать скважину с вращением колонны до появления в ситах чистого раствора.
 - Если в сита все еще поступает шлам продолжать промывку ствола – будьте терпеливы!
 - Никогда не применяйте усилие более 3-5 тонн при СПО бурильной колонны. В случае сужений проработайте участок.
 - В наклонных скважинах делайте предположение, что ствол НЕ очищен на 100%.
 - Свабирование скважины означает, что будет развиваться не только проблема контроля скважины, но и сужение ствола, а также вероятность прихвата. Необходимо решать обе проблемы.
 - В качестве меры предосторожности всегда следует промывать и расширять ствол при спуске последних 2-5 свечей труб.
 - Особое внимание уделяйте при спуске «жесткой» КНБК (колонные стабилизаторы и калибраторы). Не допускайте посадки при спуске более 3-5 тонн
 - Сужения ствола, встречающиеся при подъеме, могут быть не обнаружены во время спуска колонны. Это происходит из-за изменений жесткости колонны.

3.4 Способы ликвидации прихватов:

1. Расхаживание прихваченной колонны. Ключевыми моментами данного способа являются:
- Способ расхаживания и значения нагрузок зависят от вида прихвата
 - Расхаживание должно быть непрерывным.
 - Натяжка при расхаживании не должна превышать 100кН

- Циркуляцию следует вызывать только в том месте, где инструмент движется свободно
- При расхаживании следует строго руководствоваться прочностными характеристиками бурильных труб

2. Установка жидкостных ванн. Метод установки нефтяных ванн наиболее эффективен при ликвидации прихватов, происшедших в интервалах пронизываемых пород, вызванных действием перепада давления, и не рекомендуется при ликвидации прихватов, происшедших вследствие заклинивания труб посторонними предметами или обрушившейся горной породой. В качестве агентов ванны могут быть использованы нефть, вода, кислоты, щелочи и другие продукты. Однако наиболее распространенным и эффективным агентом является нефть. Проведённые работы по применению разглинизирующего реагента РР марки Д показали, что: с применением разглинизирующего реагента РР марки Д происходит резкое сокращение времени ликвидации такого осложнения, как дифференциальный прихват.

Данная технология позволяет исключить использование нефти для установки нефтяных ванн, направлена на разрушение глинистых частиц.

Реагент является сухим порошком, что увеличивает его срок хранения.

3. Использование взрывного устройства. Взрыв при ликвидации прихвата осуществляется для:

- «встряхивания» инструмента;
- отвинчивания колонны;
- обрыва труб с целью освободить свободную часть колонны.

3. Использование буровых яссов.

Буровые яссы подразделяются:

- Гидромеханические
- Гидравлические

- Гидравлический ясс - очень эффективный инструмент при ликвидации прихватов. Потенциальная энергия растянутой колонны труб над яссом превращается в энергию удара, которую можно менять, изменяя натяжение ко-

лонны. Компоновка ясса – стандартная компоновка состоит из штока (молота) скользящего внутри полого корпуса (наковальни), и стопорного механизма. Стопор временно ограничивает движение штока, прежде чем его отпустить. Время задержки позволяет бурильной трубе накопить потенциальную энергию. Внезапное размыкание стопорного механизма вызывает резкое ускорение штока на расстояние от 25 до 50 см, в результате чего он ударяет о наковальню, высвобождая накопленную энергию и прилагая ударную силу в точке прихвата. Движение штока вверх вызывает удар молота о наковальню, что сообщает бурильной колонне силу, направленную вверх. Движение штока вниз имеет обратное действие.

ПРЕИМУЩЕСТВА:

Возможно регулировать силу удара как вверх, так и вниз.

Ясс эффективно работает:

- в скважине со сложным профилем с большим коэффициентом трения, где затруднительно создать и контролировать осевое усилие, необходимое для перезарядки яса
- в глубоких скважинах где прочностные характеристики верхних буровых труб не позволяют использовать гидромеханический ясс.

НЕДОСТАТКИ:

- в случае расположения ясса в зоне сжатия бурильной колонны, для исключения неконтролируемого срабатывания ясса вниз необходимо ограничивать осевую нагрузку на долото в течение первых 3-5 мин бурения.

- Гидромеханический яс: имеет гидравлическую и механическую части. Механическая часть имеет шлицевое соединение и предохранительную защёлку с пакетом тарельчатых пружин. Шлицевое соединение деталей яса обеспечивает надёжную передачу крутящего момента при бурении с вращением бурового инструмента. Предохранительная защёлка с пакетом пружин защищает яс от нежелательного срабатывания во время бурения и СПО и является механической задержкой при ударе вниз. Усилие разблокировки за-

щёлки настраивается по желанию заказчика в имеющемся диапазоне (см. технические характеристики)

Гидравлическая часть имеет гидравлическую задержку, состоящую из гидравлического клапана с дозирующим устройством. За счёт изменения усилия натяжения бурильной колонны во время гидравлической задержки можно изменять силу удара вверх.

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- предохранительная защелка предотвращает неконтролируемое срабатывание яса во время бурения и СПО
- в случае расположения яса в зоне сжатия бурильной колонны не требуется принятия мер для исключения неконтролируемого срабатывания ясса вниз.
- яссы определённых производителей позволяют регулировать силу удара как вверх, так и вниз.

НЕДОСТАТКИ:

- в скважине со сложным профилем, силы трения, действующие на бур колонну, будут препятствовать передаче к механизму нагрузки, необходимой для его перезарядки.

3.5 Усовершенствование практики.

Важнейшей задачей является существенное уменьшения числа случаев потери бурового инструмента в скважинах путем усовершенствования практики планирования и контролирования ситуации в забое. Прихват может произойти во время бурения, во время объединения, спускоподъемной операции, каротажа, отбора керна или при любой буровой операции, связанной с движением оборудования в скважине, существует множество механизмов прихвата буровой колонны в открытой скважине. Множество прихватов буровых колонн можно было бы избежать при тщательном планировании. Знание текущих параметров скважины является чрезвычайно важным для предотвращения прихвата колонны. Внимательный анализ буровых параметров и

мониторинг формаций дают возможность раннего обнаружения ситуаций прихвата. Даже простейшие измерения таких параметров как повышенная нагрузка на крюке и превышение крутящего момента на поверхности дают возможность принять необходимые меры по предотвращению аварийной ситуации.

Буровая бригада должна в первую очередь обнаружить прихват в забое, затем понять причину его возникновения и принять меры к устранению причины его возникновения.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (1)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + h}{L}, \quad (2)$$

$$T_{СП} = \frac{N_{СП} \cdot T_{1СВ}}{60 \text{ час}}, \quad (3)$$

$$T_{ПОД} = \frac{N_{ПОД} \cdot T_{1СВ}}{60 \text{ час}}, \quad (4)$$

В таблице 4.1 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 4.1- Данные и результаты расчета СПО

	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	1	1
Начальная глубина интервала, H ₁ (м)	0	1053
Конечная глубина интервала, H ₂ (м)	1053	2611
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, ВЗД, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	70,06	121,04
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	2600	2600
Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{сп} (шт)	43	104
Количество поднимаемых свечей N _{под} (шт)	41	102
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T _{1СВ} (мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, T _{СП} (час)	1,7	2,54
Время подъёма свечей, T _{ПОД} (час)	5	5,1
Время спуско-подъемных операций, T _{СПО} (час)	14,42	

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 4.2

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час ,} \quad (5)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (6)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

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

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (8)$$

Таблица 4.2 - Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	2611
Продолжительность механического бурения, t _М (час)	109
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом , t _{ПВР} (час)	51
Календарное время бурения, Т _К (час)	412
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	2
Механическая скорость бурения, V _М (м/час)	23,8
Рейсовая скорость бурения, V _Р (м/час)	14,8
Коммерческая скорость, V _К (м/ст.мес)	4534
Средняя проходка на долото по скважине, h _{ср} (м)	2600

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

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин.

Затраты времени на монтаж, а также строительство и испытание скважины представлены в таблицах 4.3, 4.4.

Таблица 4.3 - продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Элемент цикла	Плановая продолжительность по проекту, час
1. Строительно-монтажные работы	720
2. Подготовительные работы к бурению	48
3. Бурение и крепление, в том числе	432
4. Испытание	144,0
Итого на скважину	1344

Таблица 4.4 продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе	
		Кондуктор	эксплуатационная
Бурение	4,5	1,83	2,6
Крепление	9,3	4,6	4,7
Вспомогательные работы	4,2	1,3	2,9
Всего	18	7,8	10,2

Линейно-календарный график работ представлен в таблице-

Таблица 4.5 - Линейно-календарный график работ

Бригады участвующие в строительстве	Затраты времени	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные	Первичный монтаж-1 мес;												
Буровые	Строительство скважины-0,6 мес.												
Испытания и освоения	Испытание в колонне-0,23 мес.												
Вышкомонтажные	Передвижка 15 м, 0,05 мес.												

4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады

Циклом строительства скважин является непрерывным производственным процессом. Исходя из этого, для буровой бригады установлен график выходов на работу, обеспечивая непрерывность ведения работ.

Буровая бригада работает вахтовым методом в связи с удаленностью объекта от базы. Вахта работает 14 дней по 12 часов в сутки, через 12 часов отдыха. Затем 14 дней выходных.

Доставка вахт на месторождения осуществляется авто и авиатранспортом.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

Буровой мастер	1 чел,
Помощник бурового мастера	3 чел,
Бурильщик 7 р	4 чел,
Бурильщик 6 р	4 чел,
Помощник бурильщика 5 р	8 чел,
Слесарь 5 р,	2 чел,
Сварщик 5р,	2чел.
Электромонтёр	2 чел.

4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице

Таблица 4.6 Общий расчет сметной стоимости геологического задания

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	Буровые работы (средний показатель за 3 предыдущие скважины)	Скв	1	17 633 500	17 633 500
1	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1.Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700
	2. Буровые растворы	м	2611	45500	118 072 500
	3.Работы по креплению	ч	393,6	32450	12 772 320
	4.Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531 855
	5.Геофизические работы (комплекс)			2150000	2 150 000
	Итого полевых работ: Σ1				137663375
	1. Организация полевых работ	%	1,2	от Σ 1	2095090
	2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ 1	2618863
	Итого расходов А: Σ 2				142377328
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	35860965
	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	23309627
	Итого расходов Б: Σ 3				59170592
	Итого основных расходов А+Б				238475421
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	33386558
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	40779297
	Итого по расчету:				312641276
4	Компенсируемые затраты				
	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1396727
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	5379144
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	14344386
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	8965241
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	7154262
	ИТОГО себестоимость проекта				312953537
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				369285173

Расчет основных расходов буровых работ (СМ-5)

Таблица 4.3.1-СМ-5

		<i>Буровые работы</i>	
№	Статьи затрат	Норма, руб.	Норма затрат с учетом коэффициентов, руб.
1	Заработная плата	2350000	
2	Дополнительная зарплата (7,9%)	185650	
3	ФЗП	2535650	
4	Страховые взносы (34%)	862110,8	
5	ФОТ (к=1,3)	2310400	3003520
6	Материальные затраты (к=1,1)	435000	478500
7	Амортизация (к=0,8)	650000	520000
	Итого		4002020

4.4 Финансовый план

Таблица 4.4.1-Финансовый план

Статья	Руб.
<i>Доходы</i>	
Сметная стоимость проекта	1703830758
<i>Расходы</i>	
ФЗП	56520236
Материалы	75360315
Амортизация	56520236
Накладные расходы	52995542
Компенсируемые затраты	63514364
Резерв	50345233
Организация и ликвидация полевых работ	5528757
Проектно-сметные работы	3348800
Итого расходов	266559742
<i>Налоги</i>	
НДС	56331636
Социальные выплаты	14695261
Накладные расходы	13188055
Итого налогов	93021408
Балансовая прибыль	67435229
Налог на прибыль	13487045
Чистая прибыль	91947649

5. Социальная ответственность

5.1 Профессиональная социальная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при обслуживании бурового оборудования, таблица 5.1.

Таблица 5.1 –Основные опасные и вредные производственные факторы

<i>Вид работ</i>	<i>Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.</i>		<i>Нормативные документы</i>
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Вредные	Опасные	ПБ 08-624–03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80
	Неудовлетворительные метеорологические условия	Движущиеся машины и механизмы производственного	
	Недостаточная освещённость	Поражения электрическим током	
	Повышенные уровни шума и	Пожаро-взрывоопасность	
	Запыленность и загазованность		

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Казанском НГКМ

1. Неудовлетворительные метеорологические условия.

Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте. Работы производятся в плохих климатических условиях на открытом воздухе – воздействие пониженных температур, атмосферных осадков (дождь, снег, град) и ветра (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Режим работ на открытой территории в климатическом регионе IА «особый» (работа категории Па – Iiб

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	не регламентируется <*>											
-15	не регламентируется <*>										154	1
-20	не регламентируется <*>						180	1	130	1	98	2
-25	не регламентируется <*>				150	1	114	1	90	2	72	2
-30	150	1	130	1	103	2	83	2	68	2	63	3
-35	106	1	95	2	79	2	66	3	55	3	47	4
-40	82	2	75	2	64	3	54	3	46	4	40	4
-45	67	3	62	3	53	3	46	4	40	4	35	5

Примечание:

а- продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин.;

б-число 10- минутных перерывов для обогрева за 4-часовой период рабочей смены.

<*> - отдых по причине физической усталости вследствие возможного перегрева- ния следует проводить в теплом помещении.

2. Недостаточная освещенность:

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

В таблице 5.3 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.

Таблица 5.3 - Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения

<i>Рабочее место, подлежащее освещению</i>	<i>Разряд зрительной ра-</i>	<i>Место установки светильников</i>	<i>От-расле-вая-</i>	<i>Норма, Лк</i>
1	2	3	4	5
Роторный стол	II	На ногах вышки, на высоте 6 м под углом 20-30° к вертикали	40	200
Щит КИП	I	Перед приборами	50	220
Пульт талевого блока	IV	На лестничных площадках по высоте вышки	13	80
Полати верхового рабочего	II	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полатей, под углом 50°	25	150
Кронблок	IV	Над кронблоком	25	80
Приемный мост	IV	На ногах вышки на высоте 6 м	30	200
Пульт бурильщика	I	Над пультом	50	220
Машинно- насос-ный блок, эл/моторы, ком-прессоры	II	На высоте не менее 3 м	30	200

3. Повышенные уровни шума и вибрации

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться насосы и двигатели, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.003-83 (1999). Норма для помещения управления составляет 80 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 дБА.

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01

Мероприятия для устранения превышения уровня вибрации следующие: установка защитного, изолирующего кожуха на двигатель, усиление рамы крепления двигателя к полу.

Таблица 5.4- Уровень звукового давления на буровой

<i>Характеристики помещений</i>	<i>Уровень звукового давления, дБ в средне-геометрических частотах октавных полос, Гц</i>								<i>Уровень звука и эквивалент уровня, дБА</i>
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места и зоны в помещениях и территориях предприятия	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Таблица 5.5 - Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

<i>Вибрация</i>	<i>Направление формирования вибрации</i>	<i>Среднегеометрические частоты, Гц</i>									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	по каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

4. Запыленность и загазованность

Для контроля запыленности и загазованности 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 "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования". Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (распираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требовани-

ям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

Таблица 5.6 – ПДК вредных веществ в воздухе

Вещества	ПДК максимальная разовая, мг/м ³	ПДК среднесуточная, мг/м ³
Оксид углерода	5,00	3,00
Оксид азота	0,085	0,04
Углеводороды	5,00	1,50
Оксид марганца	0,01	0,001
Сажа (копоть)	0,15	0,05
Метан (для скважин)	50,00	-
Сероводород	10	0,008

5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при строительстве наклонно-направленной скважины на Казанском НГКМ

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и другие увечья, которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса. Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и прочее).

2. Крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашивают чередующимися под углом 45° полосами желтого и черного цветов, для оповещения об опасности.

3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.

4. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства предотвращающие поломку деталей станков, самопроизвольное опускание шпинделей, головок, бабок, поперечен и других частей.

5. Устанавливают тормозные устройства обеспечивающие остановку. Для этого применяются колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.

6. Ремонт и проверка оборудования проводится только при отключенных механизмах вращения или перемещения.

2. Поражения электрическим током.

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

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

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

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

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

3. Пожаро-взрывоопасность.

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

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасно-

сти в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна), класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей только в результате аварии или повреждения технологического оборудования). Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

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

Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;
- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 х 1,8 м и 0,5 х 0,5 м.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Мероприятия по защите атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК (предельно допустимая концентрация). На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений общеобменной вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах и его возврат в производственной или бытовое помещение, если воздух после очистки в аппарате соответствует нормативным требованиям к приточному воздуху;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере;
- - очистка технологических газовых выбросов в специальных аппаратах, выброс и рассеивание в атмосфере; в ряде случаев перед выбросом отходящие газы разбавляют атмосферным воздухом;

- очистка отработавших газов энергоустановок, например двигателей внутреннего сгорания, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ (предельно допустимый выброс) вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками (с учётом перспектив их развития) не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

Аппараты очистки вентиляционных и технологических выбросов в атмосферу делятся на: пылеуловители (сухие, электрические, фильтры, мокрые); туманоуловители (низкоскоростные и высокоскоростные); аппараты для улавливания паров и газов (адсорбционные, хемосорбционные, абсорбционные и нейтрализаторы); аппараты многоступенчатой очистки (уловители пыли и газов, уловители туманов и твёрдых примесей).

Таблица 5.7 - Выбросы в атмосферу

<i>Источник</i>	<i>Наименование выбрасываемого вещества</i>	<i>Количество образования (т/год)</i>	<i>Периодичность выбросов</i>
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	

Продолжение таблицы 5.7 - Выбросы в атмосферу

<i>Источник</i>	<i>Наименование выбрасываемого вещества</i>	<i>Количество образования (т/год)</i>	<i>Периодичность выбросов</i>
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0.1703	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

5.2.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения, т.к. он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности, в производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этого служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет высококачественная глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии. Глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества, что придает такому сырью хорошие технологические свойства.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и не текучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает за-

грязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Анализ данной проблемы показывает, захоронение отходов бурения не решает проблемы защиты окружающей среды от загрязнения. Необходимо их обезвреживание. Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органики всех основных классов, присутствующих в буровом шламе.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющей органики (в том числе нефти и нефтепродуктов) горячей технической водой системы оборотного водоснабжения буровой.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

Таблица 5.8- Сточные воды

<i>Источник</i>	<i>Наименование стока</i>	<i>Количество образующихся сточных вод (м³/час)</i>	<i>Периодичность сбросов</i>	<i>Место сброса</i>
1	2	3	4	5
Производственные стоки в периоды:				
Промплощадка	- строительномонтажных работ;	100,00	В период строительномонтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Для сбора технологических вод под вышечным, силовым блоками, ОЦС и МНО выполняется гидроизоляция с уклоном к сточным желобам, связанными с гидроизолированными бетонными прямыми
	- бурения и крепления;	3506,16		
	- испытания	313,11		
Хозяйственно бытовые стоки в периоды:				
Промплощадка Вахтовый поселок	- строительномонтажных работ;	112,89	В период строительномонтажных работ, в период бурения, период испытания скважины	Отводятся в отдельный земляной амбар
	- бурения и крепления;	419,59		
	- испытания	210,04		

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

1. Мероприятия по устранению ЧС ГНВП:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элемен-

тов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

Предприятия и организации должны разрабатывать и реализовывать систему оперативного производственного контроля по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов по всему циклу работ, связанных со строительством и эксплуатацией скважины.

В соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности основных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ предприятия и организации нефтегазодобывающей промышленности обязаны заключать с профессиональными противofонтанными службами договоры на обслуживание или создавать (в случаях, предусмотренных законодательством) собственные профессиональные аварийно-спасательные службы (формирования). Предприятия и организации могут создавать нештатные аварийно-спасательные формирования из числа своих работников.

2. Первоочередные действия производственного персонала при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов

Согласно инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности РД 08-254-98, при появлении признаков поступления пластового флюида в скважину (перелив бурового раствора, увеличение его объема в емкостях, несоответствие расчетного и фактического объемов доливаемого (вытесняемого) раствора при СПО) подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве.

После закрытия превенторов при газонефтеводопроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины.

Ликвидация газонефтеводопроявлений производится с использованием стандартных методов (с учетом фактических условий) под руководством ответственного лица, имеющего необходимую квалификацию.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана:

- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропитания;
- отключить электроэнергию в загазованной зоне;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины;
- прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование;
- обесточить все производственные объекты (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и т.д.), которые могут оказаться в газоопасной зоне;
- оповестить руководство предприятия, противofонтанной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана;
- прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;
- прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы;

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад. Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на

открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление.

Не вызывает сомнений факт, что условия труда, сложившиеся в нефтяной и газовой промышленности, являются причиной высокой профессиональной заболеваемости, а также могут являться косвенной причиной производственных травм и увечий. Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Таблица 5.9 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

Таблица 5.10- Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ГОСТ 22.9.05-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Комплексы средств индивидуальной защиты спасателей. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.01-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Аварийно-спасательный инструмент и оборудование. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.03-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства инженерного обеспечения аварийно-спасательных работ. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.0.01-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения
ГОСТ Р 22.0.02-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий
ГОСТ Р 22.1.01-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Основные положения
ГОСТ Р 22.2.04-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные аварии и катастрофы. Метрологическое обеспечение контроля состояния сложных технических систем. Основные положения и правила
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.8.01-96	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические тре-

	бования
--	---------

Таблица 5.11 - Нормативно-правовые акты в области охраны окружающей среды

Номер	Требования безопасности
1	2
ГОСТ 17.1.1.04-80	Охрана природы. Гидросфера. Классификация подземных вод по целям водопользования
ГОСТ 17.1.3.05-82	Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами
ГОСТ 17.1.3.12-86	Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше
ГОСТ 17.2.1.01-76	Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу
ГОСТ 17.2.3.02-78	Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями
ГОСТ 17.5.1.01-83	Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения
СанПиН 2.1.6.575-96	Атмосферный воздух и воздух закрытых помещений, санитарная охрана воздуха. Гигиенические требования к охране атмосферного воздуха населенных мест.
СанПиН 2.1.7.1322-03	Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления
СанПин 2.2.1/2.1.1.1031-01	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов

Заключение

Подводя итоги выпускной квалификационной работы бакалавра на тему: «Технологическое решение для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2611 метров на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении» были сделаны расчеты и выполнены заключения.

По данным прогноза стратиграфической, литологической характеристики и характеристики нефте-газа-водоносности месторождения, был выбран продуктивный горизонт.

С помощью данных градиента давлений было определено число колонн, необходимых для строительства скважины. Описаны технологические и технические решения по строительству скважины.

Тема в специальной части раскрыла современные способы предупреждения и ликвидации прихватов бурового инструмента.

Список используемых источников

1. Ковалев А.В., Епихин А.В. Выпускная квалификационная работа бакалавра. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»)/ А.В. Ковалев, А.В. Епихин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 83 с.

2. Епихин А.В., Ковалев А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»)/ А.В. Епихин, А.В. Ковалев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.

3. Самохвалов М.А. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01

«Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»)/ М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 55 с.

4. Положение о выпускных квалификационных работах бакалавра, специалиста и магистра в ТПУ. – Томск: ТПУ, 2014. – 56 с.

5. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.

6. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

7. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

8. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основы положения

9. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывоопасность. Общие требования

10. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля

11. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

12. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам

13. ГОСТ 12.3.002-75 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности

14. Сулакшин С.С. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: учебник / С.С. Сулакшин, П.С. Чубик; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 367 с.

15. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 12 марта 2013 г.

16. Калинин А. Г., Левицкий А. З., Мессер А. Г., Соловьев Н. В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и

газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. Калинина А. Г. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.

17. Буровое оборудование: справочник. – М.: Недра, 2000. – 250 с.

18. Чубик Петр Савельевич Квалиметрия буровых промывочных жидкостей : К 100-летию геологического образования в Сибири (1901-2001 гг.) / П. С. Чубик; Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во НТЛ, 1999. — 300 с.

19. Басарыгин Юрий Михайлович Бурение нефтяных и газовых скважин : учебное пособие / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. — Москва: Недра, 2002. — 632 с.

Приложение А

Приложение Б

Приложение В
Прогноз литологической характеристики разреза скважины

<i>Индекс</i>	<i>Интервал</i>		<i>Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)</i>
<i>Стратиграфического подразделения</i>	<i>от (верх)</i>	<i>до (низ)</i>	
1	2	3	4
Q	0	30	Почвенно-растительной слой, глины и суглинки, желтовато-серые, пески и супеси.
P ₃ nk	30	125	Отложения свиты сложены песками светло- серыми, серыми, мелкозернистыми, кварц- полевошпатовыми с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневатого-серых и бурых, песчаных, плотных.
P ₂₋₃ cg	125	170	Глины чеганской свиты зеленовато-серые и темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с пропластками и линзами светло-серых песков, раз- нозернистых, слоистых.
P ₂ ll	170	260	Отложения люлинворской свиты представлены гли- нами зеленовато-серыми, светло- серыми, серыми, опоковидными, плотными, жирными на ощупь.
P ₁ tl	260	285	Отложения талицкой свиты представлены глинами темно-серыми и буровато-серыми, часто опоковидны- ми, с редкими маломощными прослоями темно- серого, слабо- сцементированного алевролита.
K ₂ gn	285	365	Отложения ганькинской свиты в верхней части сло- жены мергелями зеленовато-серыми и серыми с про- слоями глин, ниже глинами темно- серыми и алевро- литами.
K ₂ sl	365	415	Отложения славгородской свиты представлены гли- нами серыми, голубовато-серыми, плотными, аргил- литоподобными, иногда или алевроитистыми, с ред- кими прослоями уплотненных алевролитов.
K ₂ ip	415	560	Ипатовская свита сложена песками и песчаниками светло-серыми, уплотненными, алевроитистыми, слоистыми, алевролитами плотными, глинистыми, плохо отсортированными, глинами темно-серыми, плотными, иногда алевролитов- песчанистыми.

Продолжение приложения В

<i>Индекс</i>	<i>Интервал</i>		<i>Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)</i>
	<i>от (верх)</i>	<i>до (низ)</i>	
1	2	3	4
K ₂ kz	560	575	Отложения кузнецовской свиты сложены темно- серыми с зеленоватым оттенком глинами, листоватыми и плитчатыми, иногда алевротитистыми и слюдистыми.
K ₁₋₂ pk	575	1440	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, алевротитистые, комковатые, слоистые. Алевролиты темно-серые, иногда глинистые, крепкие, песчанистые. Песчаники светло-серые, серые, мелкосреднезернистые, слабосцементированные.
K ₁ kin	1440	2130	Отложения киялинской свиты представлены пестроцветными глинами, комковатыми, часто жирными на ощупь, иногда алевротитистыми, алевролитами серыми, плотными, глинистыми, песчаниками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, часто глинисто-алевритистыми.
K ₁ tr	2130	2215	Отложения тарской свиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слюдистыми, от слабосцементированных, однородных, неслоистых до крепких, известковистых, горизонтально и косослоистых, алевролитами серыми, плотными, крепкими, глинистыми и песчанистыми, слоистыми, аргиллитами темно-сер
K ₁ klm	2215	2440	Отложения куломзинской свиты сложены аргиллитами серыми и темно-серыми, плотными, крепкими, алевротитистыми, иногда плитчатыми песчаниками светло-серыми, серыми, плотными, крепкими, известковистыми, алевролитами серыми, слюдистыми, плотными, крепкосцементированными.
J ₃ bg	2440	2465	Баженовская свита сложена темно-коричневыми битуминозными аргиллитами, плотными, крепкими, плитчатыми.
J ₃ gr	2465	2490	Георгиевская свита сложена темно-серыми аргиллитами, плотными доломитизированными.
J ₃ vs	2490	2700	Отложения васюганской свиты представлены песчаниками светло-серыми и буровато- серыми, мелко-среднезернистыми, иногда крупнозернистыми, кварц-полевошпатовыми от слабосцементированных, однородных до крепких, известковистых, с прослоями аргиллитов, алевролитов и углей. Аргиллиты темно- серые, плотные, крепкие. Алевролиты серые.

Приложение Г
Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	проницаемость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	30	торф			-	-	-	I	Мягкая
			пески	1,9	-	500	-	X		
			глины	2,0	-	0	-	X		
			пески	2,6	-	50	-	X		
Pg ₃ nk	30	125	пески	2,4	-	600	-	X	I	Мягкая
			глины	2,4	-	0	95	IV		
			суглинки	2,0	-	0	30	IV		
			супеси	2,0	-	0	-	X		
			алевриты	2,6	-	50	-	X		
Pg ₂₋₃ cg	125	170	алевриты	2,6	-	50	-	X	I	Мягкая
			глины	2,4	-	0	95	IV		
Pg ₂ ll	170	260	глины	2,1	-	0	95	IV	I	Мягкая
			алевриты	2,6	-	50	-	X		
Pg ₁ tl	260	285	глины	2,4	-	1	90	IV	I	Мягкая
			алевриты	2,6	-	50	-	X		
K ₂ gn	285	365	глины	2,6	-	5	95	IV	I	Мягкая
K ₂ sl	365	415	глины	2,60	-	5	95	IV	I	Мягкая
K ₂ ip	415	560	глины	2,4	-	0	90	IV	I	Мягкая
			пески	2,6	32	450	8	X		
			алевролиты	2,6	-	50	-	X		
K ₂ kz	560	575	глины	2,4	-	0	90	IV	I	Мягкая

Продолжение приложение Г

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K ₁₋₂ pk	575	1440	глины	2,4	-	0	95	IV	I	Мягкая
			песчаники	2,6	31,5	1000	5	X	II	Средняя
			алевролиты	2,6	13,5	10	18	VI	II	Средняя
			пески	2,5	38	1450-1500	7	X	II	Средняя
K ₁ kin	1440	2130	песчаники	2,6	26,2	100	5	X	II	Средняя
			алевролиты	2,69	-	30	25	X	II	Средняя
			глины	2,6	-	5	95	IV	I	Мягкая
K ₁ tr	2130	2215	песчаники	2,6	25	50	20	X	II	Средняя
			аргиллиты	2,67	-	5	95	IV		
K ₁ klm	2215	2440	песчаники	2,6	17	240	20	X	II	Средняя
			алевролиты	2,69	-	30	25	VI		
			аргиллиты	2,67	-	2	95	IV		
J ₃ bg	2440	2465	аргиллиты	2,67	-	0	95	IV	II	Средняя
J ₃ gr	2465	2490	аргиллиты	2,67	-	5	0	V	II	Средняя
			алевролиты	2,69	-	15	25	VI	III	Твердая
			песчаники	2,6	18	32	20	X	II	Средняя
J ₃ vs	2490	2700	аргиллиты	2,67	-	-	90	IV	III	Твердая
			алевролиты	2,69	-	-	25	VI	III	Твердая
			песчаники	2,6	12,6	2,09	20	X	III	Твердая
			угли	1,2	-	0	0	V	II	Средняя

Приложение Д
Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал, м		Градиент						Темпера- тура в конце ин- тервала, град. °С	Источник получения
	от (верх)	до (низ)	пластового давления		гидроразрыва пород		горного давления			
			Величина МПа на м	источник получения	Величина МПа на м	источник получения	величина МПа на м	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q + P	0	285	0,010	ПГФ	0,0150	ПГФ	0,022	ПГФ	9	ПГФ
K ₂ gn	285	365	0,010	ПГФ	0,0150	ПГФ	0,022	ПГФ	11	ПГФ
K ₂ sl	365	415	0,010	ПГФ	0,0150	ПГФ	0,023	ПГФ	13	ПГФ
K ₂ ip	415	560	0,010	ПГФ	0,0150	ПГФ	0,023	ПГФ	17	ПГФ
K ₂ kz	560	575	0,010	ПГФ	0,0150	ПГФ	0,023	ПГФ	17	ПГФ
K ₁₋₂ pk	575	1440	0,010	РФЗ	0,0148	РФЗ	0,023	ПГФ	44	ПГФ
K ₁ kls	1440	2130	0,011	РФЗ	0,0148	РФЗ	0,023	ПГФ	64	ПГФ
K ₁ tr	2130	2215	0,011	РФЗ	0,0148	РФЗ	0,023	ПГФ	66	ПГФ
K ₁ klm	2215	2440	0,012	РФЗ	0,0140	РФЗ	0,023	ПГФ	73	ПГФ
J ₃ bg	2440	2465	0,012	РФЗ	0,0140	РФЗ	0,023	ПГФ	74	ПГФ
J ₃ gr	2465	2490	0,012	РФЗ	0,0140	РФЗ	0,023	ПГФ	82	ПГФ
J ₃ vs	2490	2700	0,012	РФЗ	0,0140	РФЗ	0,024	ПГФ	85	ПГФ

Приложение Е
Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

<i>Индекс стратигра- фи-ческого подразде- ления</i>	<i>Интервал</i>		<i>Тип коллектора</i>	<i>Плотность, кг/м3</i>	<i>Свободный дебит, м3/сут</i>	<i>Газовый фактор (для нефтяных пластов), м3/м3</i>	<i>Относится ли к ис- точникам водоснаб- жения, краткая ха- рактеристика хими- ческого состава (для водяных горизонтов)</i>
	От	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
Ю 1 `vs	2485	2581	Поровый	750 – 795	100-150	140 - 320	–
Газоносность							
Ю 1 `vs	2470	2485	Поровый	0,70	30 - 200	–	–
Водоносность							
Q + P	0	285	Поровый		0	–	да
K1-2	285	1440	Поровый	1,01-1,012	25	–	нет
K1	1440	2215	Поровый	1,01-1,012	10 - 20	–	нет
K1klm	2215	2440	Поровый	1.0143	0 - 10	–	нет
J3vs	2580	2650	Поровый	1.0207-1.0341	3 - 40	–	нет

Приложение Ж
Возможные осложнения по разрезу скважины

<i>Индекс стратиграфического подразделения</i>	<i>Интервал, м</i>		<i>Тип осложнения</i>	<i>Характеристика и условия возникновения</i>
	<i>От</i>	<i>До</i>		
Q – K2 ip	0	560	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
K 1-2 pk	575	1440		
K2 ip	0	970	Осыпи и обвалы стенок скважины	Проработка, промывка, увеличение плотности, снижение водоотдачи промывочной жидкости. Соблюдение скоростей бурения, проработка, промывка ствола скважины
K1-2 pk	575	1440	Водопроявления	Увеличение водоотдачи раствора,перелив.
J3 vs	2485	2581	Нефтепроявления	Перелив раствора, пузырьки газа, пленка нефти.
Q - P - K2ip	0	560	Прихватаопасность	Несоблюдение параметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы
K2kz - K1-2pk	560	1440		Несоблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины
K1tr	2130	2215		Несоблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины
P	40	236	Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадной колонн.	Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны вследствие нарушения режимных параметров процесса бурения (повышение нагрузки, расхода промывочной жидкости).

Приложение И

График изменения коэффициентов аномальности пластовых давлений и
индексов давлений начала поглощения



Приложение К.

Результаты проектирования конструкции скважины

<i>Название колон- ны</i>	<i>Глубина спуска, м</i>				<i>Интервал цемен- тирования, м</i>		<i>Внешний диаметр обсадной колонны, мм</i>	<i>Диаметр бурового долота на интервале, мм</i>
	<i>Расчетная по верти- кали</i>	<i>Запроектированная по вертикали</i>	<i>Расчетная по стволу</i>	<i>Запроектированная по стволу</i>	<i>По верти- кали</i>	<i>По стволу</i>		
Кондуктор	1000	1000	1053	1053	1000	1053	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2611	2611	2670	2670	850	903	146,1	215,9

Приложение Л

Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-1053	1053-2670
Шифр долота		БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 215,9 В 516У
Тип долота		4х- лопастное		Пяти-лопастное
Диаметр долота, мм		295,3	295,3	215,9
Тип горных пород		МС	МС	СЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-152	3-117
	API	6 ^{5/8} Reg	6 ^{5/8} Reg	4 ^{1/2} Reg
Длина, м		0,3	0,3	0,2
Масса, кг		80	80	21
G, тс	Рекомендуемая	2-5	2-5	2-5
	Предельная	5	5	5
n, об/мин	Рекомендуемая	200	180	150
	Предельная	440	440	400

Приложение М

Выборка калибраторов для строительства проектируемой скважины

<i>Интервал</i>		<i>0-40</i>	<i>40-1053</i>	<i>1053-2670</i>
Шифр калибратора		Калибратор 8К-295.3 МС	Калибратор 8К-295.3 МС	Калибратор УОК-220
Тип калибратора		К	К	К
Диаметр калибратора, мм		295,3	295,3	220
Тип горных пород		МС	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-152	3-117
	API	6 ^{5/8} Reg	6 ^{5/8} Reg	4 ^{1/2} Reg
Длина, м		1,3	1,3	1,3
Масса, кг		310	310	310
G, тс	Рекомендуемая	-	-	-
	Предельная	35,7	35,7	35,7
n, об/мин	Рекомендуемая	-	-	-
	Предельная	-	-	-

Приложение Н

Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

<i>Интервал</i>	<i>0-40</i>	<i>40-1053</i>	<i>1053-2670</i>
Исходные данные			
α	1	1	1
Рш, кг/см ²	1000	1000	1250
Дд, мм	295,3	295,3	215,9
кт	29	29	29
Дс,мм	12	12	10
q, кН/мм	0,3	0,3	0,42
Спред, кН	120	120	120
Результаты проектирования			
G1, кН	104,4	104,4	141,6
G2, кН	88,59	88,59	90,7
G3, кН	96	96	96
Спроект, кН	35	32	20

Приложение П
Проектирование расхода бурового раствора

<i>Интервал</i>	<i>0-1053</i>	<i>1053-2670</i>
Исходные данные		
Дд, м	0,2953	0,2159
К	1,5	1,5
Кк	0,65	0,65
V _{кр} , м/с	0,5	0,5
V _м , м/с	0,005	0,005
d _{бт} , м	0,147	0,147
d _{мах} , м	0,236	0,173
d _{нмах} , м	0,015	0,015
п	3	3
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,5
V _{кпмах} , м/с	1,5	1,5
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	1,28	1,32
ρ _р , г/см ³	1,12	1,08
ρ _п , г/см ³	2,4	2,4
Результаты проектирования		
Q ₁ , л/с	34	18
Q ₂ , л/с	46	16
Q ₃ , л/с	37	20
Q ₄ , л/с	26	26
Q ₅ , л/с	26	15

Продолжение приложение П
Проектирование расхода бурового раствора

<i>Интервал</i>	<i>0-1053</i>	<i>1053-2670</i>
Q _б , л/с	58	13
Дополнительные проверочные расчеты		
Q _{табл} , л/с	63	35
ρ _{табл} , кг/м ³	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	1120	1080
М, Н*м	14480	10500
М _{табл} , Н*м	2538	1703
m	0,8	0,8
n	2	1
Q _н , л/с	30	30
Q _{пров1} , л/с	64	32
Q _{пров2} , л/с	40	17

Приложение Р

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

<i>Интервал</i>	<i>40-1053</i>	<i>1053-2670</i>
Исходные данные		
Q1, л/с	34	18
Q2, л/с	46	16
Q3, л/с	37	20
Q4, л/с	26	26
Q5, л/с	26	10
Q6, л/с	58	13
Области допустимого расхода бурового раствора		
ΔQ , л/с	40	17

Продолжение приложение Р

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

<i>Запроектированные значения расхода бурового раствора</i>		
Q, л/с	64	32
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)		
Q _{тн} , л/с	63	35
ρ ₁ , кг/м ³	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	1120	1080
М _{тм} , Н*м	14480	10500
М _{тб} , Н*м	23538	2703

Приложение С

Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
Р _н , кгс/мм ²	21	Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)			
Р _{кр} , кгс/мм2	25	Да	Нет		
Р _{кр} / Р _н	1,5				
Расчет на статическую прочноти при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	QБ, кгс
1	26,2	300	1,08	7,85	7839,4
Σ					
QКНБК, кгс	19125	Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)			
K	1,15				
ΔР, кгс	0,53	Да	Нет		
F _к , мм ²	926				
σ _т , кгс/мм ²	38				
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	QБ, кгс
2					
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	2,1*10^6	594,2	12	172	147
ψ ⁺ / ψ ⁻	0,36			14127	
α	24,32			469	
μ	0,25			93,56	
R, м	814				29,23
QК, кгс	36537				30,06

Приложение Т

Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, т	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	40	Долото 295.3 ВТ 419СР	0,08	0,3	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском
			Калибратор 8К-393.7 МС	0,47	1,3	
			Переводник П 163/171	0,1	0,5	
			УБТ-203	4,63	24	
			Переводник П 133/163	0,1	0,5	
			УБТ-178	1,16	8	
			Переводник П 133/133	0,1	0,5	
Σ				6,64	40	
2	40	1053	Долото 295.3 ВТ 419СР	0,08	0,3	Бурение под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			ДРУ-240РС	2,05	7,04	
			Переводник П 163/168	0,1	0,5	
			НУБТ 195х80	1,7	9,57	
			Переводник 168/171			
			УБТ-203	3,47	18	
			Переводник П 133/163	0,1	0,5	
			УБТ-178	1,74	12	
			Переводник П 133/133	0,1	0,5	
			ТБПК-127х9.19 Е	32,64	1020	
Σ				39,28	1053	

Продолжение Приложение Т

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, т	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	1053	2670	БИТ 215,9 В 516У	0,04	0,40	Бурение под эксплуатацион- ную колонну на участке ста- билизации и на участке естественного падения зенит- ного угла. Шаблонировка (проработка)
			Калибратор УОК-215	0,31	1,3	
			Забойный двигатель ДРУ-195	1,3	18	
			Переводник П 147/168	0,1	0,5	
			НУБТ 195/80 ГОСТ Р-50278-92	1,4	9,57	
			MWD 1200 ТУ 3668-002-43872667-98	0,25		
			Переводник П 168/117	0,1	0,5	
			Переливной клапан ПК-172РС	0,070	0,5	
			Клапан обратный КОБ 178-3-133	0,070	0,5	
			УБТ-178	1,74	12	
			Переводник П 133/133	0,1	0,5	
			ТБПК-127х9.19 Е	52	1583	
Σ			62	2670		

Приложение У

Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	40	1,15	8,5	40	9,81	1180	2150	1,5	0,015	
40	1053	1,15	12,0	1053	9,81	1110	2230	1,5	0,008	
1053	2670	1,2	24	2670	9,81	1120	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плот- ность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вяз- кость, сек	Водоот- дача, см ³ /30 мин	рН	Содер- жание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	40	1690	11-40	10-20	35	6,5	8-9	2	20	9
40	1053	1190	8-30	50-70	25	8,04	9	2	20	9
1053	2670	1120	5-10	20-30	24	8,4	8-9	1	10	7

Приложение Ф

Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

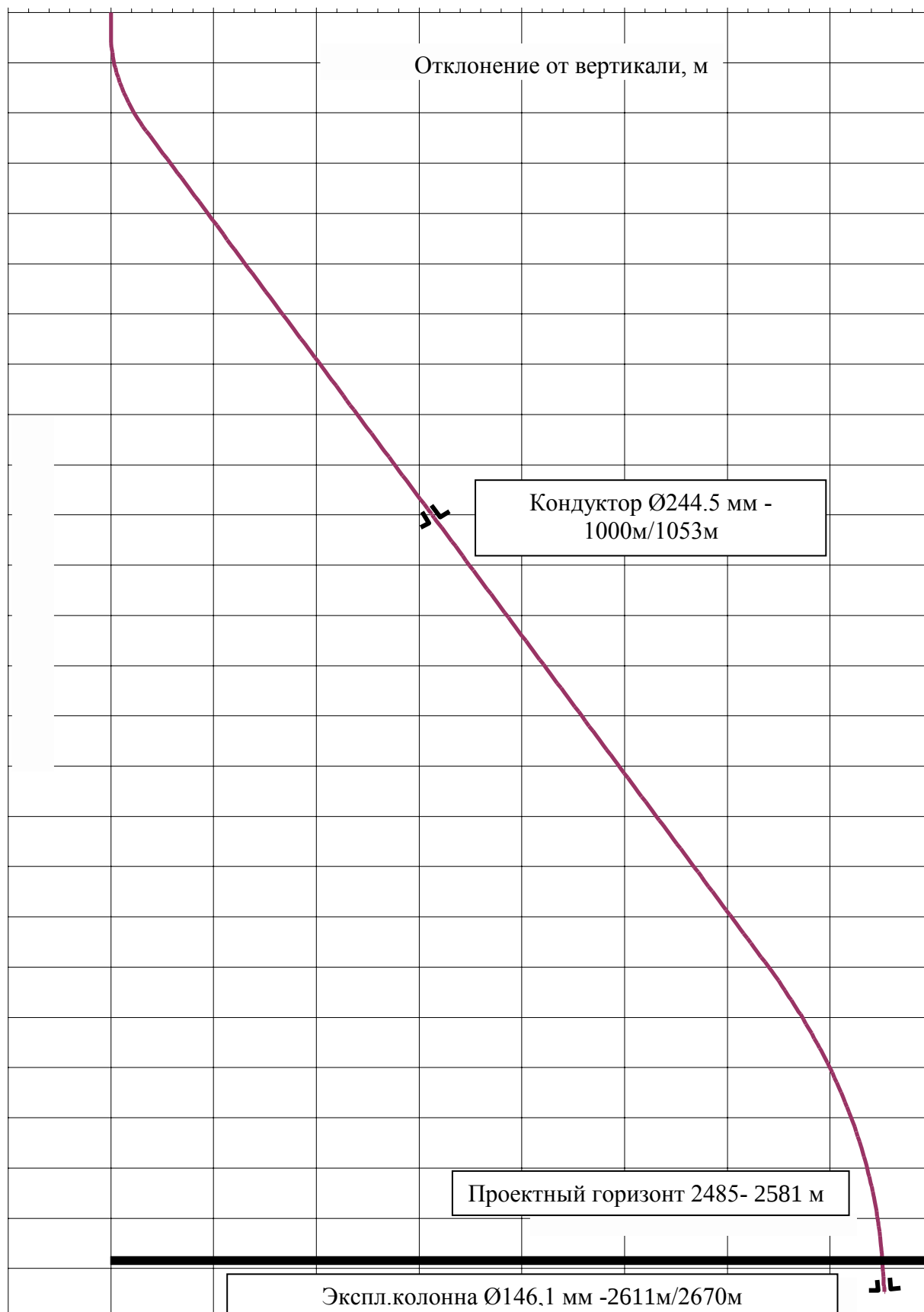
$\rho_{кр}$, кг/м³	ϕ	d_c, м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o, МПа
1450	0,99	0,270	0,5	5,2	0,2
ΔP_r, МПа	ΔP_p, МПа	V_d, м/с	Φ, м²	d, мм	
0,39	2,1	80	0,0054	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ 203	22114	18698	116	0,066	-
УБТ 178	22609	20564	207	0,057	-
ТБПК 127*9,19Е	23684	18083	443	1,46	0,03
ДРУ-195	22269	19342	476	3,1	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_r	
УБТ 203	19646	9823	0,03	0,025	
УБТ 178	19026	9823	0,03	0,004	
ТБПК 127*9,19Е	21638	1081	0,03	0,65	

Таблица 27 – Характеристика буровых насосов УНБ-600.

Мощность, кВт	Число двойных ходов в мин.	Диаметр поршня, мм.	Идеальная подача, м ³ /ч	Предельное давление, МПа	Интервал
600	65	160	31,5	16,5	0-1053
		190	45,7	11,5	1053- 2611

Приложение X

Проектный профиль ствола скважины



Приложение Ш

Конструкция забоя скважины

