

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2884 МЕТРОВ НА СОИМЛОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК 622.323'324:622.243.23(24:181 m 2884)(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Савельев Данила Михайлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артем Алексеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к. т. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. кафедры	Ковалёв Артем Владимирович	к. т. н.		

Томск–2017 г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 82 с., 15 рис., 53 табл., 21 источник, приложений, листов графического материала.

Ключевые слова: долото, режим бурения, буровая установка, конструкция скважины, буровой раствор, эксплуатационная колонна, эксплуатационный забой, заканчивание.

Объектом выпускной квалификационной работы является эксплуатационная наклонно-направленная скважина на Соимлорском нефтегазовом месторождении.

Цель работы – разработать и подготовить техники и технологии наклонно-направленной скважины глубиной 2884 метров на Соимлорском нефтегазовом месторождении.

Выпускная квалификационная работа выполнена по геологическим материалам Соимлорского месторождения.

В последствии выпускной квалификационной работы спланирована конструкция и технология проводки скважины на Соимлорском месторождении глубиной 2884 метров.

Данная работа исполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии сооружения нефтегазовых скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	8
1 Общая и геологическая часть	9
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района бурения	9
1.2 Горно-геологические условия бурения	11
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	14
1.4 Зоны возможных осложнений	16
1.5 Исследовательские работы	16
2 Техничко-технологическая часть	18
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	18
2.2 Обоснование конструкции скважины	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	21
2.2.3 Опеределение числа обсадных колонн и глубины из спуска	22
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	22
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	22
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	24
2.3 Углубления скважины	24
2.3.1 Выбор способа бурения	25
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	25
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	26
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	26
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора	28
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	29
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	31
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	33
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	35
2.4.1 Расчет обсадных колонн	35
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	35
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	38
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	41
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	41
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	41
2.4.2.2 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей	49
2.4.2.3 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	42
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины	42
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировачного оборудования	42
2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	43
2.4.2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	44
2.5 Выбор буровой установки	44
3 Специальная часть	46
3.1 Расширяющая томпонажная добавка (СИГБ)	46

4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	51
4.1	Проектные данные на строительство скважины	51
4.2	Численный и квалификационный состав буровой бригады	56
4.3	Расчёт сметной стоимости сооружения скважины	57
5	Социальная ответственность	58
5.1	Анализ вредных производственных факторов	59
5.2	Анализ опасных производственных факторов	65
5.3	Экологическая безопасность	70
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	76
	Заключение	81
	Список литературы	82

Введение

В экономических условиях России допускается сказать о том, что нефтегазодобывающая промышленность, считается ведущей отраслью. Развитие направлений научно-технического прогресса определяется необходимостью решения проблем, появляющихся в нефтегазодобывающей промышленности. Бурение скважин нуждается в больших вложениях в нефтегазодобывающую отрасль. На совершенствование нефтегазодобывающей промышленности и разведку новейших месторождений затрачиваются большие финансовые средства. Для поддержания и улучшение экономики страны нужно повышать эффективность и улучшать качество бурения. Текущий вопрос включает в себя как повышение качества самих буровых работ, так увеличение скоростных показателей бурения.

В текущей выпускной квалификационной работе решаются вопросы, связанные с технологией бурения и заканчиванием проектируемой скважины, вопросами охраны труда, подбором бурового оборудования, предложениями по уменьшению вредного влияния на окружающую среду.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района бурения

В таблице 1 представлена географо-экономическая характеристика района бурения.

Таблица 1 - Географическая характеристика района бурения

Наименование данных	Характеристика
Площадь (месторождение)	Соимлорское
Административное положение: Страна Область (край) Район Год ввода площади в эксплуатацию	Россия Тюменская Пуровский 1993
Температура воздуха, градус: среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	-10 +25 -63
Среднегодовое количество осадков, мм	400-500
Максимальная глубина промерзания грунта, м	2,2
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	240
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	210
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северные, Северо-западные
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
Нормативное значение ветрового давления, кгс/м ²	32
Рельеф местности	Горная, равнина
Состояние местности	Заселенная равнина
Растительный покров	Смешанный лес: лиственница, осина, кедр
Толщина почвенного слоя, м	0,25
Толщина снежного покрова, м	0,35 – 0,6
Энергоснабжение	Внутрипромысловые электрические сети

Продолжение таблицы 1

Водоснабжение	Для бытовых нужд - привозная, для бурения - артезианская скважина
Местные стройматериалы	Карьер, грунт 2 категории
Связь	Радиосвязь
Подъездные пути	Лежневой настил из леса круглого, насыпной грунт-временная дорога к площадке скважины.

На рисунке 1 представлена обзорная карта района работ



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Горно-геологические условия бурения

В таблице 2 представлен стратиграфический разрез и литологический состав горных пород.

Таблица 2 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название системы	индекс	угол, град.	азимут, град.	
0	40	четвертичные отложения	Q	-	-	1,5
40	120	неогеновые отложения	N	-	-	1,5
120	165	туртасская свита	P _{3h}	-	-	1,5
165	365	черталинская свита	P _{3r}	-	-	1,5
365	565	тавдинская свита	P _{2b-p}	-	-	1,5
565	750	люлинворская свита	P _{2i-1}	-	-	1,5
750	815	талицкая свита	P _{1d-t}	-	-	1,25
815	1015	ганьхинская свита	K ₂	-	-	1,25
1015	1140	березовская свита	K ₂	-	-	1,25
1140	1170	кузнецовская свита	K ₂	-	-	1,25
1170	1960	покурская свита	K ₂	0-1	-	1,25
1960	2212	алымская свита	K ₁	0-1	-	1,25
2212	2530	сангопайская свита	K ₁	0-2	-	1,25
2530	2765	усть-балыкская свита	K ₁	0-2	-	1,25
2765	2835	сортымская свита	K ₁	0-2	-	1,25

В таблице 3 представлена с литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица 3 - Литологическая характеристика разреза скважины

индекс стратиграфическо го разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	40	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
N	40	120	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P _{3h}	120	165	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей
P _{3r}	165	365	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P _{2b-p}	365	565	Глины	Глины светло-зелёные, алевролитистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P _{2i-1}	565	750	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опокovidные, в середине диатомовые, опоки серые
P _{1d-t}	750	815	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевролитистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K ₂	815	1015	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K ₂	1015	1140	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опокovidные, алевролитистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K ₂	1140	1170	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевролитистые
K ₂	1170	1960	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов с глинами. Песчаники и алевролиты серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
K ₁	1960	2212	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
K ₁	2212	2530	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало- зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых

Продолжение таблицы 3

K ₁	2530	2765	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
K ₁	2765	2835	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

Таблица 4 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфическ ого	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещиноватость	Глинистость, процент	Кавернозность	Абразивность	Категория пород	
	от	до								По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	30	супеси	2,2	30	-	90	1,3	IV	I	Мягкая
			суглинки	-	-	-	10	1,3	V		
P3/3	30	100	пески	-	-	-	20	1,3	IV	I	Мягкая
			глины	2,2	30	-	90	1,3	V		
P3/2	100	180	глины	-	-	-	50	1,3	IV	I	Мягкая
			пески	2,3	30	-	95	1,3	IV		
P1/3- P3/2	180	240	пески	2,3	30	-	95	1,3	V	I	Мягкая
			алевролиты	2,3	30	-	95	1,25	V		
P2/3- P3/1	240	440	глины	2,2	25	-	50	1,25	V	I	Мягкая
P2	440	650	глины	2,3	25	-	95	1,25	V	I	Мягкая
			опоки	-	-	-	-	1,25	IV		
P1	650	700	глины	2,2	25	-	100	1,25	V	II	Средняя
			алевролиты	2,2	30	-	10	1,25	V		
P1	780	880	глины	2,2	20	-	20	1,25	IV	II	Средняя
K2	880	960	глины	2,2	25	-	15	1,25	VI	II	Средняя
			алевролиты	2,3	20	-	95	1,25	V		
K2	960	985	глины	2,3	20	-	100	1,25	V	II	Средняя
K2- K1	985	1745	глины	2,1	22	-	10- 20	1,25	VI	II	Средняя
			песчаники	2,35	16	-	100	1,25	VI		
			пески	2,2	20	-	20- 30	1,25	VI		
			алевролиты	2,3	22	-	100	1,25	V		
K1	1745	1885	песчаники	2,2	16	-	5	1,25	VI	V	Средняя
			глины	2,2	20	-	20	1,25	V		
			алевролиты	2	22	-	20	1,25	VI		

Продолжение таблицы 4

К1	1885	2055	песчаники	2,2	20	-	15	1,25	IV	V	Средняя
			алевролиты	2,4	14	-	100	1,25	VI	III	
К1	2055	2330	аргиллиты	2,4	12	-	100	1,25	V	VI	Средняя
			глины	2,3	16	-	20-30	1,25	III	II	
			песчаники	2,2	19	-	10-20	1,25	V	V	
			алевролиты	2,45	5-10	-	95	1,25	VI	III	
К1	2330	2835	песчаники	2,3	17	-	10	1,25	IV	V	Средняя
			глины	2,3	15	-	15	1,25	V	II	
			алевролиты	2,45	5	-	100	1,25	VI	III	
			аргиллиты	2,3	15	-	20	1,25	VII	VI	

Таблица 5 - Давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервалы (верт.), м		Градиент давления, кгс/см ² · м			
	от	до	пластового		гидро разрыва	
			В начале	В конце	В начале	В конце
Q-P _{2b} -p	0	565	0,098	0,098	0,215	0,215
P _{2/3} -K ₂	565	1170	0,098	0,098	0,215	0,215
K ₂ – K ₁	1170	1960	0,098	0,098	0,196	0,215
K ₁	1960	2765	0,098	0,098	0,177	0,215
K ₁	2765	2825	0,0915	0,0915	0,17	0,215
K ₁	2825	2835	0,098	0,098	0,17	0,215

Анализ таблицы 5 показывает, что зон с аномально высокими пластовыми давлениями по разрезу нет.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

В таблице 6 представлена характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважин.

Таблица 6 - нефтегазоводоносность вскрываемых пластов

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁	2765	2835	Поровый	0,868	100-150	80,5	-
Водоносность							
K ₂	1255	1300	Поровый	1010	0,9	-	Относится, хлорнатриевый
K ₂	1370	1400	Поровый	1010	0,07	-	Не относится, хлорнатриевый
K ₂	1500	1530	Поровый	1010	15	-	Не относится, хлорнатриевый
K ₂	1625	1655	Поровый	1010	2	-	Не относится, хлорнатриевый
K ₁	2281	2300	Поровый	1010	7	-	Не относится, хлорнатриевый
K ₁	2370	2390	Поровый	1010	3	-	Не относится, хлорнатриевый
K ₁	2730	2740	Поровый	1010	9	-	Не относится, хлорнатриевый

1.4 Зоны возможных осложнений

В таблице 7 представлены ожидаемые осложнения и их характеристика.

Таблица 7 - Ожидаемые осложнения и их характеристика

Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
От	До		
0	365	Возможны обвалы, сужения стен, прихваты, поглощения	Несоблюдение параметров бурового раствора и технологической скорости бурения, развитие зон сужения ствола скважины
365	490		Несоблюдение параметров бурового раствора и технологической скорости бурения
490	815	Кавернообразования	Несоблюдение параметров раствора, выработка желобов.
815	1170		
1170	1400	Водопроявления	Нарушение режима промывки ствола скважины, разбавление агрессивными пластовыми водами
1400	2212		
2212	2450	Нефтегазопроявления	Снижение гидростатического давления в скважине из-за: - недолива жидкости; - подъёма инструмента с сальником; - снижения плотности жидкости, заполняющей скважину, ниже допустимой величины
2450	2835		

1.5 Исследовательские работы

Таблица 8 – Промыслово-геофизические исследования в открытом стволе

Наименование работ	Масштаб	Интервалы (верт.), м
Стандартный каротаж АМ-05 и ПС	1:200	2182-2835
БКЗ зондами (6 зондов)	1:200	2182-2835
Боковой каротаж	1:200	2182-2835
Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ)	1:200	2182-2835
Индукционный каротаж	1:200	2182-2835
Гамма-каротаж, нейтронный каротаж	1:200	2182-2835
Резистивиметрия	1:200	2182-2835
Инклинометрия	-	0-800(конд.)
Инклинометрия	-	0-2835
Геолого-технологические исследования с газовым каротажем	-	0-2835

Таблица 9 - Промыслово-геофизические исследования в обсаженном стволе

Наименование работ	Масштаб	Интервалы (верт.), м
Акустическая цементометрия	1:500	0-800(конд.)
Акустическая цементометрия	1:500	0-2242(э/к)
Акустическая цементометрия	1:200	2182-2835(э/к)
Гамма-каротаж, нейтронный каротаж	1:500	0-2242
Гамма-каротаж, нейтронный каротаж	1:200	2182-2835
Локация муфт	1:500	0-2242
Локация муфт	1:200	2182-2835
Термометрия	1:200	2182-2835
Гамма-гамма цементометрия	1:500	0-800(конд.)
Гамма-гамма цементометрия	1:500	0-2242(э/к)
Гамма-гамма цементометрия	1:200	2182-2835(э/к)

2. Техничко-Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Запроектирован четырех интервальный профиль скважины. Профиль скважины представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Профиль скважины

Тип профиля		Четырех интервальный				
Исходные данные для расчета						
Глубина скважины по вертикали, м	2835	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м			0,02	
Глубина вертикального участка скважины, м	350	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/м			0,005	
Отход скважины, м	399,44	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м			0,021	
Длина интервала бурения по пласту, м	-	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м			-	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град			8	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град			14,8	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град			0,41	
№ Интервала	Глубина по стволу, м		Зенитный угол, град.		Глубина по вертикали, м	Смещение от устья, м
	от	до	В начале	В конце		
1	0,00	350,00	0,00	0,00	350,00	0,00
2	350,00	450,00	0,00	8,00	449,68	6,97
3	450,00	803,77	8,00	8,00	800,00	56,21
4	803,77	833,77	8,00	8,00	829,71	60,38
5	833,77	1000,23	8,00	14,80	993,34	83,67
6	1000,23	2200,00	14,80	14,80	2153,30	365,39

Продолжение таблицы 10

7	2200,00	2440,05	14,80	0,41	2390,62	396,55
8	2440,05	2814,44	0,41	0,41	2765,00	398,99
9	2814,44	2884,00	0,41	0,41	2835,00	399,44

2.2 Обоснование конструкции скважины

Обоснование и расчет конструкции скважины – один из основных разделов технического проекта на строительство скважины.

Конструкция скважины должна обеспечивать выполнение поставленных задач, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазовой залежи и проведение всего намеченного комплекса исследовательских работ в скважине.

При проектировании конструкции скважины в полной мере используется последние достижения и накопленный опыт строительства скважин в данном регионе. Основной задачей при проектировании конструкции скважины является определение необходимого количества обсадных колонн для крепления ствола скважины и глубина спуска каждой колонны, согласование диаметров обсадных колонн и долот.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

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

2.2. Проницаемость пород: $k_1 = 0,0026 \text{ мкм}^2$.

Таким образом, коллектор является низкопроницаемым, однородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является однородным по типу флюида.

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 26$ МПа (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. 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.

$$30 < 63,8 \text{ МПа.}$$

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

4. 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. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

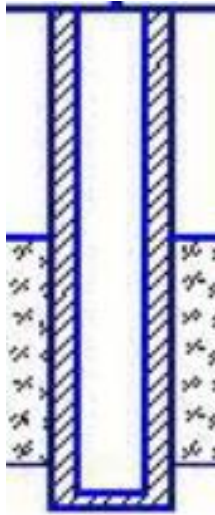


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.

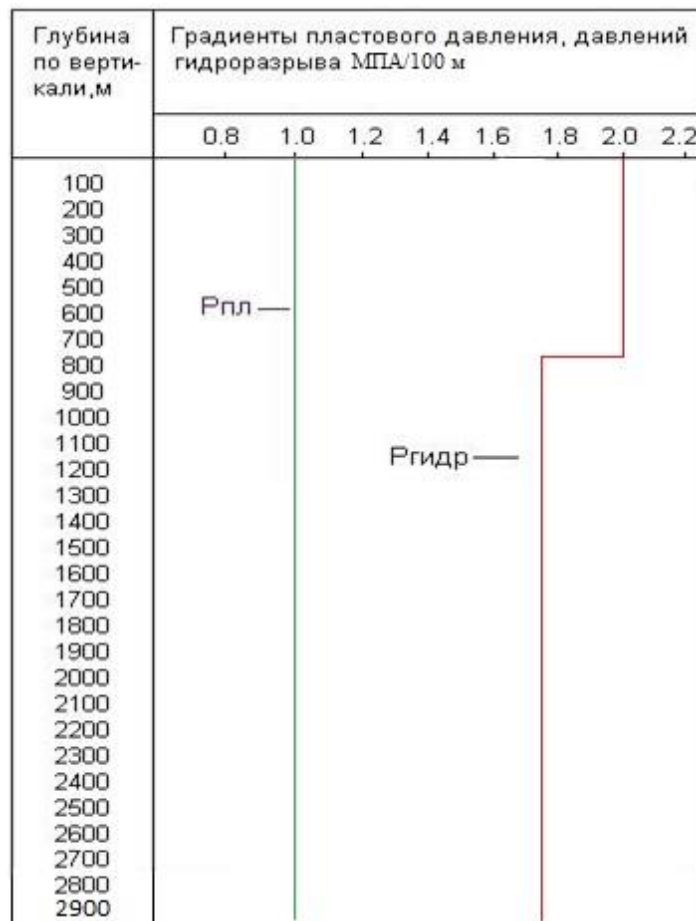


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение об отсутствии интервала, несовместимого по условиям бурения. Поэтому выбирается одноколонная конструкция скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается для предотвращения размыва устья скважины и перекрытия четвертичных отложений таких как почвенно-растительного слоя, неустойчивых глин и суглинков.

Расчет глубины спуска кондуктора:

Минимальную глубину спуска кондуктора H_k определяем, из условия недопущения гидроразрыва пород под его башмаком при ГНВП.

Результаты расчетов:

Необходимая глубина спуска кондуктора: 800 м.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2835 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Выбор интервалов цементирования представлен в таблице 11.

Таблица 11 - Интервалы цементирования

Наименование колонны	Интервалы установки, м				Интервалы цементирования, м	
	По вертикали		По стволу		По стволу	
	От	до	от	до	от	До
Кондуктор	0	800	0	804	0	804
Эксплуатационная колонна	0	2835	0	2884	653	2884

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который выбирается в зависимости от ожидаемого дебита скважины.

Исходя из того, что проектируемая скважина является нефтяной, учитываем дебит по нефти и по нему будет рассчитан диаметр эксплуатационной колонны.

Исходя из расчёта диаметра эксплуатационного насоса и более доступных диаметров труб на трубной базе берём диаметр эксплуатационной колонны равной 146,1 мм.

Диаметры обсадных колонн и долот представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Диаметры обсадных колонн и долот

Наименование колонны	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Кондуктор	800	244,5	311,2
Эксплуатационная	2835	146,1	220,7

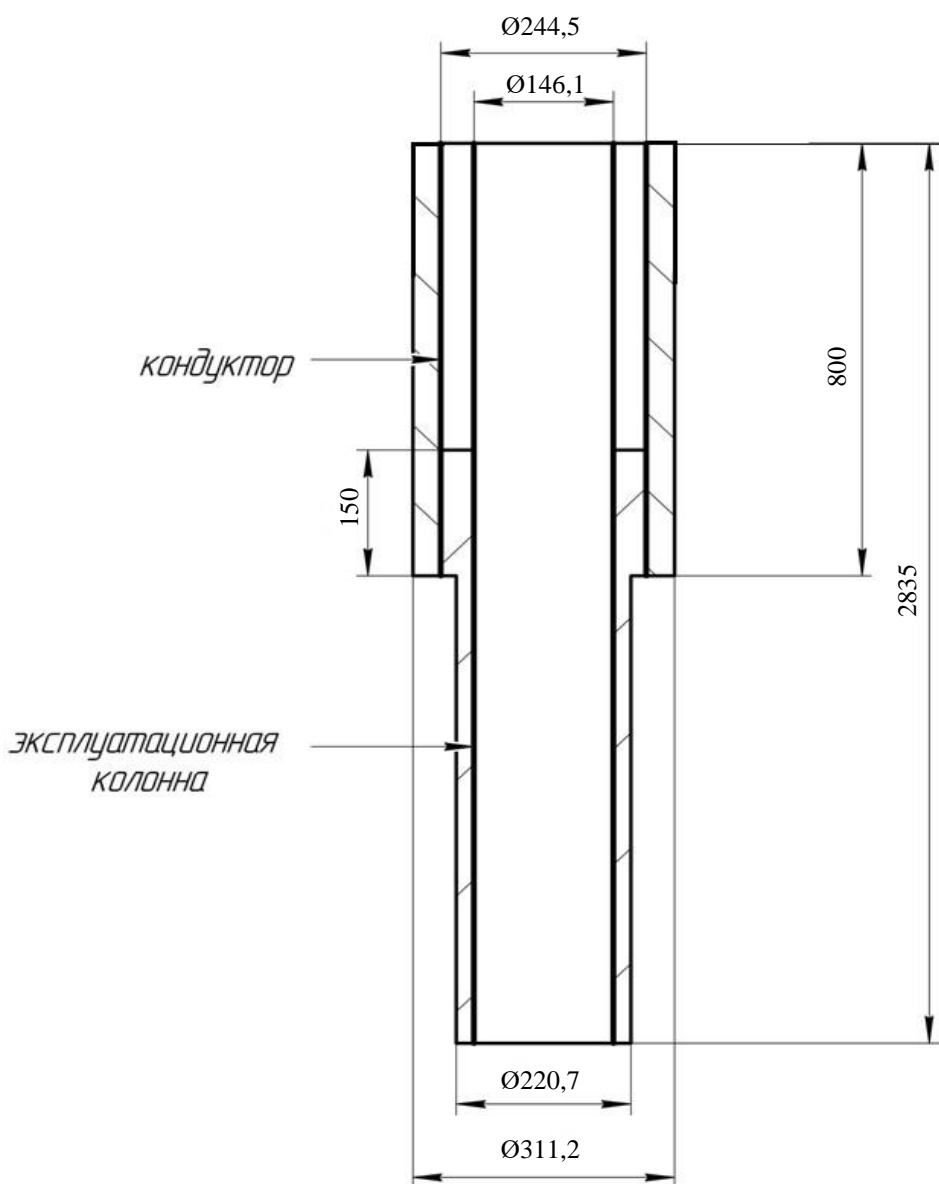


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Разработка схем обвязки устья скважины представлена в таблице 13.

Таблица 13 - Схемы обвязки устья скважины

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и противовыбросового оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ и т.п. на изготовление	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса, т	
					Единицы	Суммарная
1	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	Противовыбросовое оборудование ОП5-230/80*35 (2 шт.-ПП, 1шт.-ПК)	ГОСТ 13862-90	1	35	6,025	6,025
	Колонная головка ОКК1-21-146*245	ТУ 3665-002-3142957 6-97	1	35	0,680	0,680
Эксплуатационная	Колонная головка ОКО1-21-146*245 (верхняя часть)	ТУ 3665-002-3142957 6-97	1	35	-	-
	Фонтанная арматура АФК1-65*210	ТУ 26 – 16 – 45 – 77	1	35	1,239	1,239
	Лубрикатор ЛМ-210	ТУ 26-16-153-83	1	35	0,430	0,430

2.3 Углубления скважины

Углубление (механическое бурение) – это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определённой скоростью и находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя

скважины от выбуренной породы буровым раствором определённого качества, движущимся с некоторой заданной скоростью.

2.3.1 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 14.

Таблица 14 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-804	Кондуктор	ВСП(верхний силовой привод), применение ГЗД(гидравлический забойный двигатель)
804-2884	Эксплуатационная колонна	ВСП(верхний силовой привод), применение ГЗД(гидравлический забойный двигатель)

2.3.2 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 таблице 15.

Таблица 15 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-804	804-2884
Шифр долота		БИТ 311,2 ВТ 616 СН.37-01 ¹	БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ.322-01 ¹
Тип долота		PDC	
Диаметр долота, мм		311,2	220,7
Тип горных пород		М	МС, С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-117
	API	-	-
Длина, м		0,35	0,34
Масса, кг		105	46
G, тс	Рекомендуемая	2-12	2-10
	Предельная	12	10
n, об/мин	Рекомендуемая	60-100	60-100
	Предельная	150	150

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу.

Данные осевых нагрузок по интервалам бурения представлены в таблице 16.

Таблица 16 - данные осевых нагрузок по интервалам бурения

Интервал	0-804	804-2884
Исходные данные		
α	1	1
$R_{ш}$, кг/см ²	1780	2945
D_d , см	31,12	22,07
η	1	1
δ , см	0,15	0,15
q , кН/мм	0,4	0,5
$G_{пред}$, кН	400	150
F , см ²	2,45	1,70
Результаты проектирования		
G_1 , кН	4	5
G_2 , кН	124	110
G_3 , кН	130	150
$G_{проект}$, кН	130	150

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Рассчитанные значения частот вращения долота представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Рассчитанные значения частот вращения долота

Интервал		0-804	804-2884
Исходные данные			
V _л , м/с		2	2
D _д	м	0,3112	0,2207
	мм	311,2	220,7
τ, мс		-	-
z		-	-
α		-	-
Результаты проектирования			
n ₁ , об/мин		123	173
n ₂ , об/мин		-	-
n ₃ , об/мин		-	-
n _{проект} , об/мин		123	173

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

В таблице 18 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 18 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-804	804-2884
Исходные данные			
D _д	м	0,3112	0,2207
	мм	311,2	220,7
G _{ос} , кН		80	80
Q, Н*м/кН		1,5	1,5
Результаты проектирования			
D _{зд} , мм		240	172
M _р , Н*м		3262	2348
M _о , Н*м		155,6	110,3
M _{уд} , Н*м/кН		38,84	27,98

В таблице 19 приведены технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 19 – Технические характеристики запроктированных забойных двигателей

Турбобур	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Расход, л/с	Частота, об/мин	Момент, кН*м	Перепад давления, МПа	КПД, %
ДРУ-240РС	240	10014	2450	30-64	70-130	10-14	10-14	45
ДРУ2-172РС	172	8710	1284	19-38	90-140	4,5	5-15	48

2.3.6 Расчет требуемого 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 насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 20 и 21.

Таблица 20 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-804	804-2884
Исходные данные		
D_d , м	0,3112	0,2207
K	0,55	0,47
K_k	1,5	1,25
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,11
V_m , м/с	0,041	0,047
$d_{бг}$, м	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,240	0,172
$d_{нмах}$, м	0,016	0,011
n	6	5
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,16	1,12
$\rho_{п}$, г/см ³	2,1	2,1
Результаты проектирования		
Q_1 , л/с	41	21
Q_2 , л/с	26	17
Q_3 , л/с	89	36
Q_4 , л/с	50	18
Q_5 , л/с	56	32
Q_6 , л/с	60	34
Дополнительные проверочные расчеты		
$Q_{табл}$, л/с	0,05	0,031
$\rho_{табл}$, кг/м ³	1010	1010
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1160	1120
M , Н*М	1300	840
$M_{табл}$, Н*М	14000	4500

Продолжение таблицы 20

m	2	1
n	0,9	0,9
Q _н , л/с	79	79
Q _{пров1} , л/с	14	12
Q _{пров2} , л/с	142	71

Таблица 21 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-804	804-2884
Исходные данные		
Q ₁ , л/с	41	21
Q ₂ , л/с	26	17
Q ₃ , л/с	89	36
Q ₄ , л/с	50	18
Q ₅ , л/с	56	32
Q ₆ , л/с	60	34
Области допустимого расхода бурового раствора		
ΔQ, л/с	58	31
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
Q, л/с	54	27

2.3.7 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 таблицах 22.

Таблица 22 - расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ	172	9,45	1200
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК–127 ×9,2	127	150	4683
2	ТБПК–127 ×9,2	127	2694	84120
Расчет на наружное избыточное давление				
P_n , кгс/мм ²	5,8	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)		
$P_{кр}$, кгс/мм ²	6,68			
$P_{кр}/P_n$	1,151	Да	Нет	

В таблице 23 представлено проектирование КНБК для кондуктора.

Таблица 23 – КНБК под бурение кондуктора (0-804 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина без учета нипеля, м
	от	до			
1	0	804	Долото БИТ 311,2 ВТ 616 СН.37-01 ¹	105	0,35
			Калибратор 1-УСР 311,1	103	0,40
			Двигатель ДРУ-240РС ¹	2450	10,14
			Элемент телесистемы Удлинитель немагнитный	360	9,45
			Элемент телесистемы Изолятор в сборе	210	2,30
			Шламоуловитель ШУ-172.000	305	3,33
			Клапан обратный «БОКС-178»	43	0,44
			Переводник П 133/147	58	0,42
			БТ 127×9,2	14236	456
			Калибратор 1-УСР 311,1	103	0,40
			БТ 127×9,2	10015	321
			Σ		

В таблице 24 представлено проектирование КНБК для эксплуатационной колонны.

Таблица 24 – КНБК под бурение эксплуатационной колонны (804-2884 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина без учета нипеля, м
	от	до			
1	804	2884	Долото БИТ 220,7 ВТ613УСВ.322-01 ¹	46	0,34
			Двигатель ДРУ2-172РС ¹	1284	8,71
			Клапан обратный КОБК 178х35	51	0,41
			Переводник П 133/147	58	0,42
			Калибратор КРп-215,9-2СТ ⁶	170	0,9
			НУБТ 6-3/4	1200	9,45
			Переводник подвесной 6-3/4	216	2,00
			НУБТ 6-3/4	1200	9,45
			Переводник Н 133/133	53	0,2
			Калибратор КРп-215,9-2СТ ⁶	170	0,9
			БТ 127×9,2	4683	150
			Яс RDT-2НМ-172	733	6,8
			БТ 127×9,2	84120	2694
Σ			93983	2883,58	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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 таблице 25. В таблице 26 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 25 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
от	до							
0	200	1,14-1,18	50-70	50-70	100-120	Не более 12	7-9	Не более 3
200	400	1,16-1,20	50-70	50-70	120-180	Не более 12	7-9	Не более 3
400	804	1,16-1,20	50-70	50-70	60-80	Не более 12	7-9	Не более 3
804	2000	1,03-1,01	1-10	5-20	18-25	8-14	7-8	Не более 8
2000	2549	1,10-1,12	10-20	20-40	23-35	Не более 8	7-8	Не более 10
2549	2884	1,12	10-35	30-60	25,40	Не более 8	7-8	Не более 10

Таблица 26 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	804	Глинистый Бентонитовый глинопорошок, натрий-карбоксиметилцеллюлоза, гипан, сода кальцинированная, сода каустическая, бикарбонат натрия, НТФ
804	2884	Полимерглинистый Полиакрилат натрия, полиакриламид, ксантановый биополимер, бентонитовый глинопорошок, смазочная добавка, ингибитор глин, бикарбонат натрия, кальцинированная сода, каустическая сода, добавка смазочная, rapid Sweep, пеногаситель, бактерицид, баритовый концентрат КБ-3, кальматант карбонат кальция, НТФ

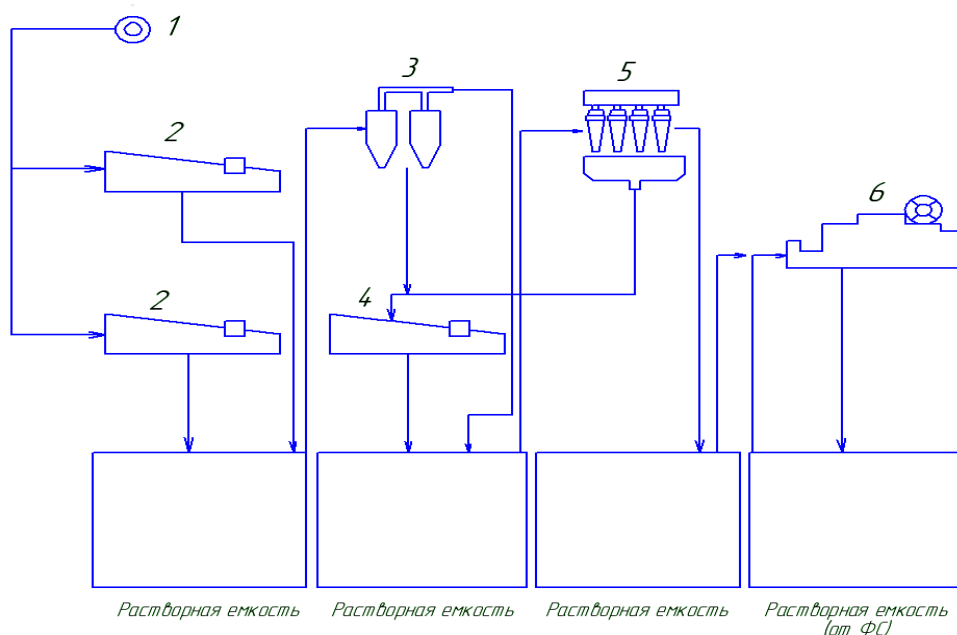


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора:

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

2.3.9 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 27, а в таблице 28 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 27 – исходные данные

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
2884	0,2207	1,25	24	32,3	2340
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,032	УНБ-950	0,0053	0,016	15	1120
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d_b , м	
ПК 127-9 Д	0,127	2844,42		0,109	
ДРУ-172РС	0,172	8,71		0,08	
НУБТ	0,172	9,45		0,076	

Таблица 28 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	φ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1496	0.99	0,27	0,6;0,8;0,8	2,2	0,14
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d, мм	
0,4	2.6	80	0,0003	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ПК 127-9 Д	28246	19954	176	1,55	0,18
ДРУ-172РС	18967	29117	56	0,007	0,0009
НУБТ	18967	29117	56	0,007	0,0009
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_t	
ПК 127-9 Д	21182	26178	0,2	2,9	
ДРУ-172РС	15429	35668	0,21	0,04	
НУБТ	14659	37546	0,22	0,06	

Таблица 29 – Режим работы буровых насосов

Интервал по вертикали, м		Удельный расход, л/с/см ²	Тип буровых насосов	Режим работы буровых насосов					
От	До			Количество насосов, шт	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, МПа	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в минуту	Производительность, л/с
0	800	0,084	УНБТ-950	2	170	17	0,9	60	32
800	2835	0,084	УНБТ-950	1	170	17	0,9	60	32

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

В таблице 30 представлены исходные данные к расчету.

Таблица 30 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1450	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1850
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	846	глубина скважины, м	2884
высота столба буферной жидкости h_1 , м	654	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	134
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	1922

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

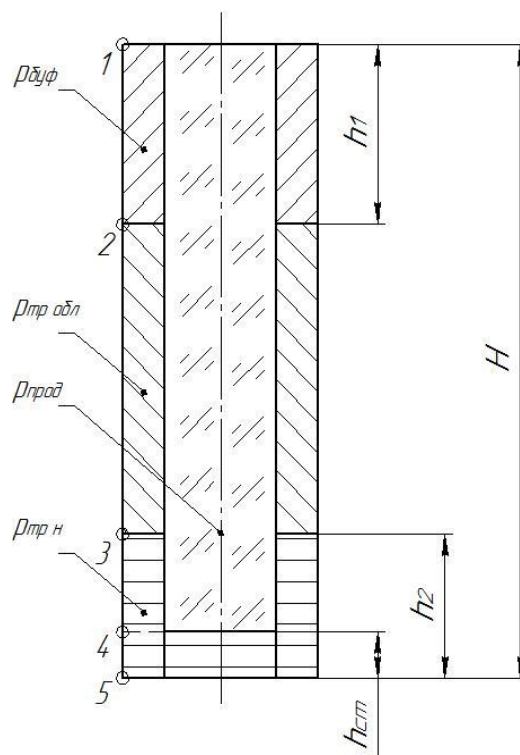


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 31 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 31 – 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	654	2750	2874	2884
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,65	10,08	11,22	11,32

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

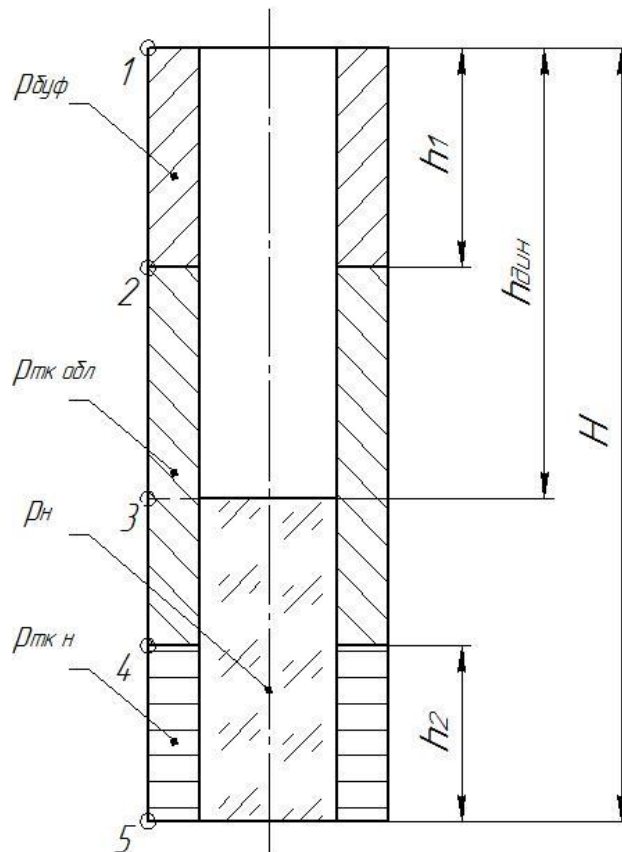


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 32 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 32 – 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	654	1922	2750	2884
Наружное избыточное давление, МПа	0	7,19	20,98	22,98	23,7

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

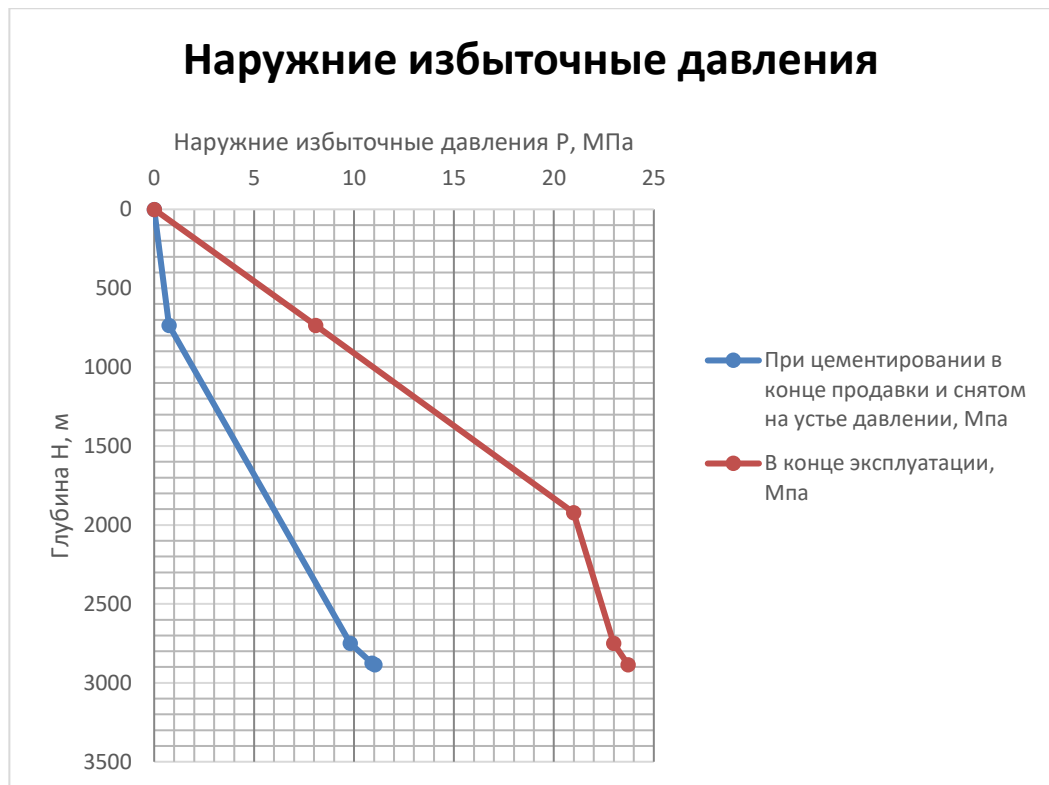


Рисунок 8 – Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 9 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.

В таблице 33 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

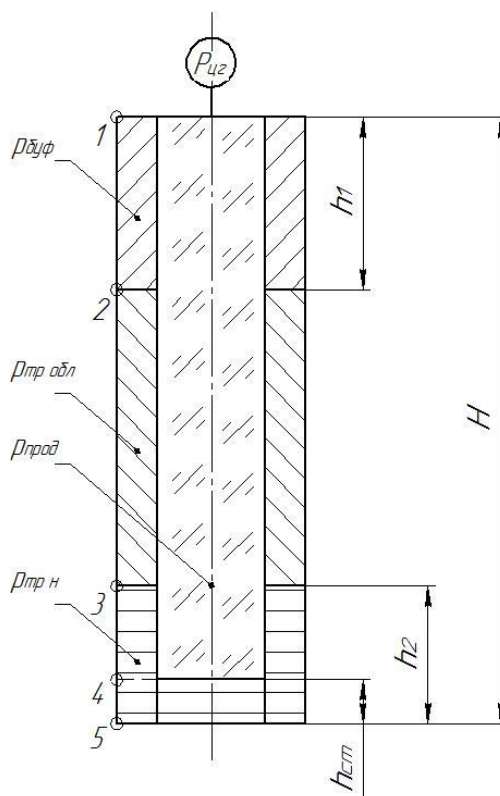


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 33 – 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	654	2750	2874	2884
Внутреннее избыточное давление, МПа	20,79	20,14	10,7	9,65	9,65

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

В таблице 34 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 34 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	654	2596	2884
Внутреннее избыточное давление, МПа	5,4	4,8	2,97	2,45

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

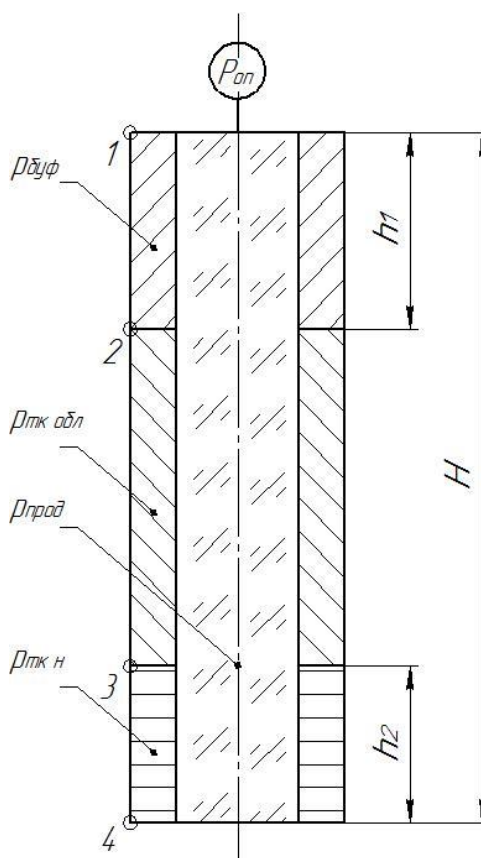


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

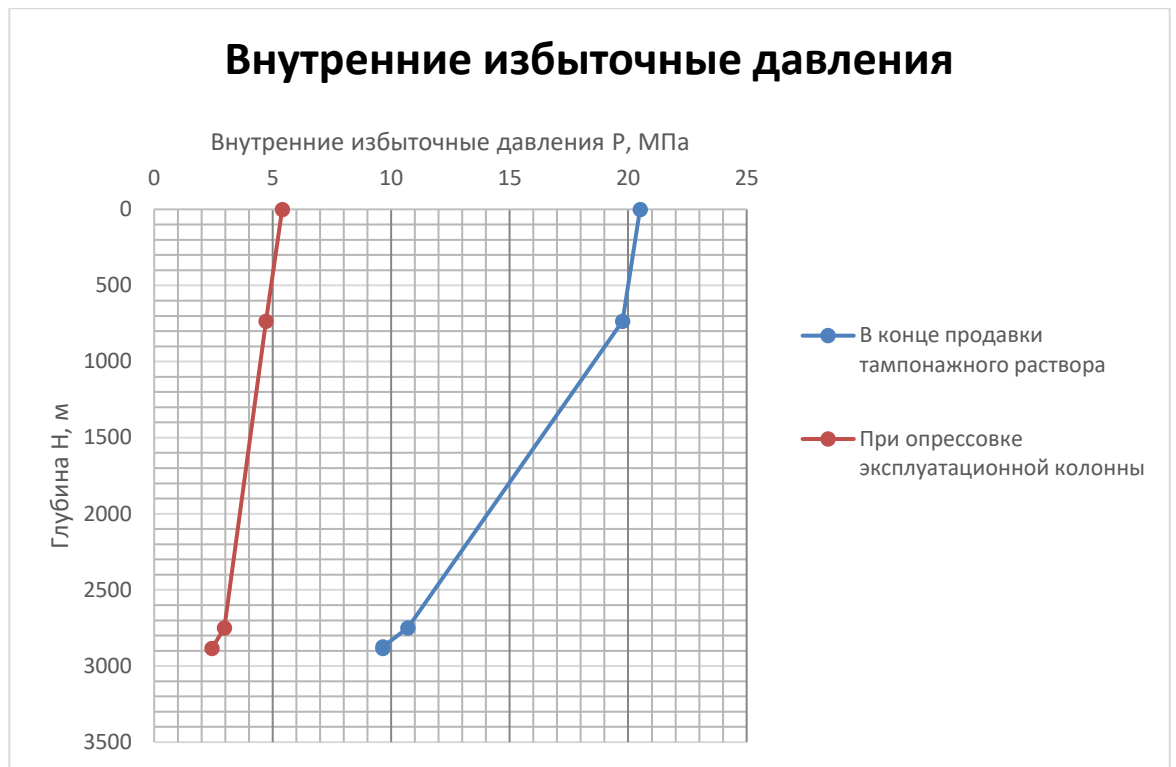


Рисунок 11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 35 представлены рассчитанные характеристика обсадных колонн.

Таблица 35 – Характеристика обсадных колонн

№ Секции	Длина, м	Суммарная длина, м	Группа прочности	Вес, т	Суммарный вес, т	Толщина стенок, мм	Интервал установки, м
1	100	100	Д	2,71	2,71	7,7	2884-2784
2	2784	2884	Д	69,33	72,04	7	2784-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{сскп} + P_{здкп} \leq 0,95 * P_{ср}, \quad (2)$$

39,15 < 57,77 МПа. Условие (2) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

В таблице 36 представлены объемы буферной и продавочной жидкости.

Таблица 36 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	29,50
Продавочная	52,47

2.4.2.3 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В таблицу 37 сводятся результаты данного расчета.

Таблица 37 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1850 \text{ кг/м}^3$	4,29	5731,90	4,8
$\rho_{тробл}=1450 \text{ кг/м}^3$	61,62	47652,81	21,58
Сумма	65,91	53384,71	26,38

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведена схема расположения цементировочного оборудования.

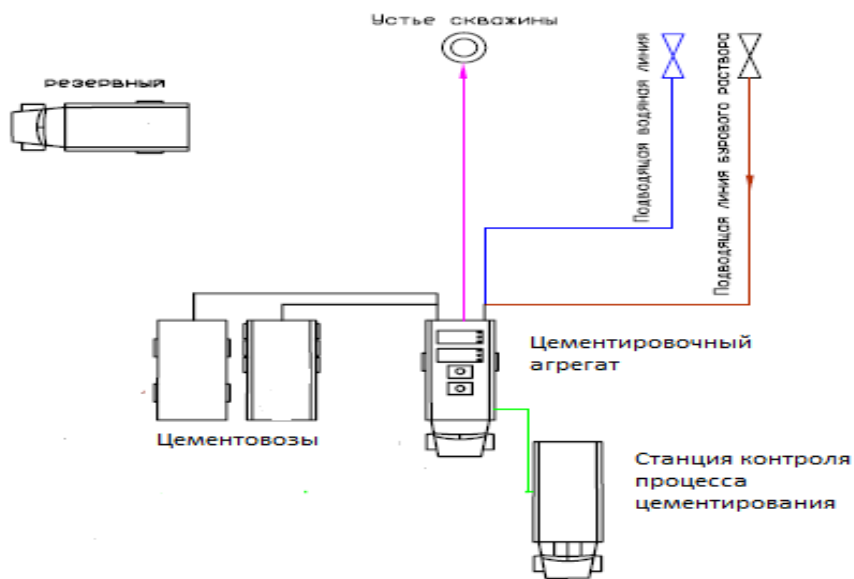


Рисунок 12 – Схема расположения цементировочного оборудования

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

На рисунке 13 представлен график изменения давления на цементировочной головке.

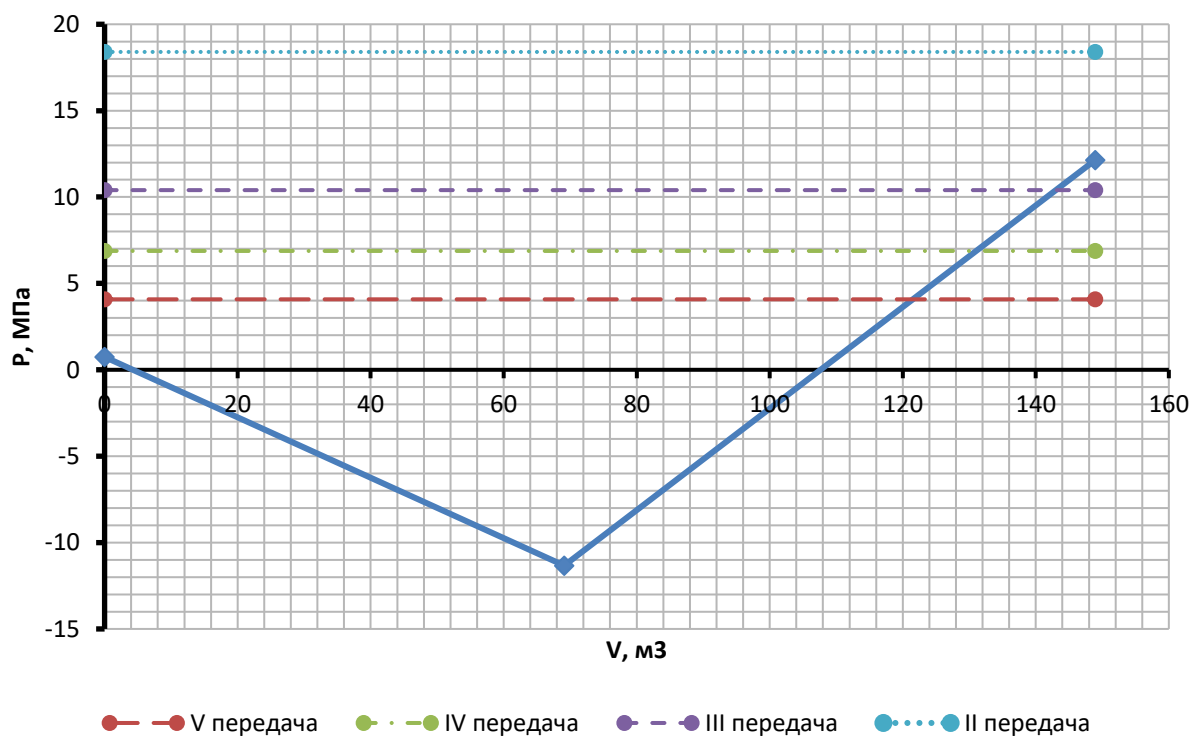


Рисунок 13 – График изменения давления на цементировочной ГОЛОВКЕ

В таблице 38 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 38 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	120,5
IV	11,5
III	11,6
II	4,28

2.4.2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество представлены в таблице 39.

Таблица 39 - Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Количество	Элементы технологической оснастки колонны
2	Эксплуатационная	1	Башмак БКМ-146-БТС
		1	Обратный клапан ЦКОДМ-146-БТС
		50	Центратор ПЦ- 146/216
		1	Пробка ПРП-Ц-146

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, исходя из опыта ранее пробуренных скважин бурение осуществляется при оснастке 5х6, при этом грузоподъемность установки БУ 3900 ЭК-БМ. Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	93,98	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,66
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	72,04	$[G_{кр}] / Q_{об}$	3,47
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	122,17	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	2,04
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	225		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.			

Характеристика БУ 3900 ЭК-БМ приведена в таблице 41.

Таблица 41 – Характеристика буровой установки БУ 3900 ЭК-БМ

Характеристика	Параметр
1	2
Допустимая нагрузка на крюке, кН (тс)	2250 (225)
Условная глубина бурения, м	3900
Скорость подъема крюка при рассаживании колонн, м/с	0,1 ... 0,25
Скорость подъема крюка без нагрузки	0,0 ... 1,6
Наибольшая нагрузка от массы колонны бурильных труб, кН	1350
Наибольшая оснастка талевого системы	5х6
Диаметр талевого контакта с металлическим сердечником, мм	28
Высота основания (отметка пола буровой) не менее, м	8,5
Просвет для установки сборки превенторов, не менее, м	6,5
Привод ротора, лебедки насосов.	Индивидуальный от эл. Двигателя пост. тока.
Ротор Р-700:	5х6
Диаметр отверстия в стволе ротора, мм	700
Расчетная мощность привода ротора, кВт, не менее	630
Максимальная статическая нагрузка на ствол ротора, кН	5000
Частота вращения ствола ротора, обеспечиваемая приводом, с ⁻¹ (об/мин)	0...3,33 (0...200)
Статический крутящий момент на стволе ротора, кН м	57...65
Клиньевый захват	ПКТ БО-700
Буровой насос:	
Тип бурового насоса	УНБТ-950
Мощность бурового насоса, кВт	950
Максимальное давление, развиваемое насосом, МПа	32
Наибольшая предельная объемная подача насоса, л/с	50
Буровая лебедка:	1180
Расчетная мощность на входе в лебедку, кВт	750
Диаметр талевого с металлическим сердечником, мм	28
Максимальное натяжение подвижного конца талевого каната, кН	250
Тип трансмиссии	Зубчатая двухскоростная коробка передач.
Основной тормоз	Ленточный
Число основных электродвигателей	1
Привод РПДЭ	Эл. двигатель постоянного тока мощностью 90кВт

3 Специальная часть

3.1 Расширяющая тампонажная добавка (СИГБ)

Бурение является одним из основных способов добычи нефти и газа (углеводородного сырья) из недр Земли. Полнота извлечения этих полезных ископаемых во многом зависит от качественного строительства и эксплуатации скважин. Качество строительства скважин, и их долговечность во многом определяется завершающим этапом строительства скважины - креплением скважин.

Основное назначение цементного кольца, который формируется при цементировании скважины, это разобщение пластов путем герметичного перекрытия затрубного пространства. Для надежного перекрытия пластов формирующийся цементный камень должен обладать определенными свойствами. Иметь достаточно высокую прочность на изгиб и сжатие для удержания обсадной колонны и сохранения герметичности при технологических перепадах давления в колонне. А также иметь как можно меньшую газо и водопроницаемость и создавать при твердении контактное давление со стенкой скважины и колонной. Однако, цементный камень из обычного тампонажного цемента при твердении подвержен усадке. Этого недостатка лишены тампонажные материалы с расширяющимися свойствами. Но несмотря на их положительные качества расширяющиеся тампонажные материалы еще не нашли широкого применения в практике крепления скважин. Основными причинами, сдерживающими применение расширяющихся тампонажных материалов являются: недостаточный объем опытных и теоретических работ в области расширяющихся тампонажных материалов, снижение показателей прочности цементного камня из расширяющихся цементов и отсутствие единых требований к расширяющимся тампонажным материалам.

Наиболее доступными расширяющимся материалами в качестве добавок к тампонажным цементам являются оксиды кальция и магния. Расширение тампонажных материалов с расширяющимися добавками на

оксидной основе заключается в том, что продукты гидратации окиси кальция и магния имеют больший объем, чем их исходные окислы. Расширение, как положительное качество материала, позволяет создавать контактное давление со стенкой скважины и колонной, что повышает герметичность скважины. С другой стороны это расширение приводит к снижению прочности цементного камня, что ограничивает его применение, так как цементный камень из расширяющегося материала при определенной динамике и величине расширения перестает удовлетворять требованиям норм по прочности.

Проведенные исследования показали, что эти противоречия могут быть устранены, если рассматривать показатели расширения и прочности цементного камня с учетом условия скважины. Как известно, тампонажный материал твердеет в затрубном пространстве в условиях всестороннего сжатия температуры. Исследования показали, что прочность цементного камня из расширяющегося тампонажного материала существенно отличается, если раствор будет твердеть в условиях ограничивающих его свободное расширение, что больше соответствует условиям скважины.

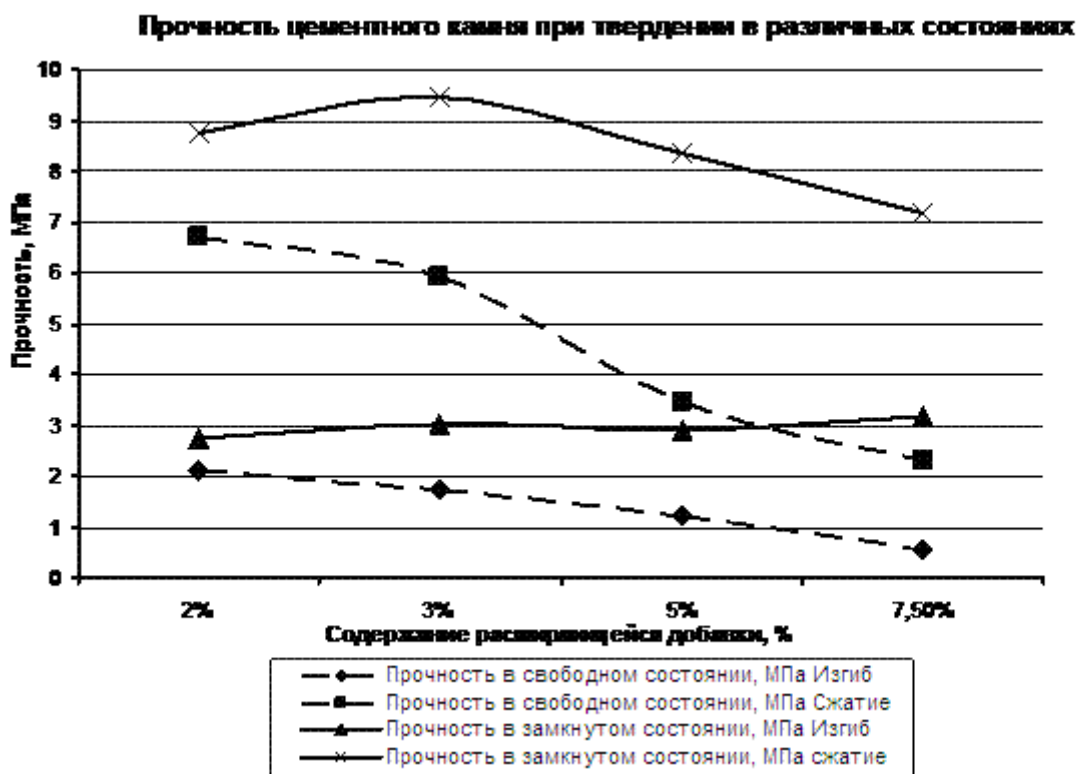


Рисунок 14 – Прочность цементного камня при твердении в различных состояниях

Как видно из графиков, при твердении образцов в формах до момента испытания, показатели прочности цементного камня, в зависимости от величины расширения цементного камня, изменяются незначительно. Если же через сутки, как это требует ГОСТ 26798.1-96, образцы извлекать из форм и они будут твердеть до момента испытания в свободном состоянии, то их прочность с увеличением расширяющей добавки существенно снижается и уже при величине расширения более 2 %, не удовлетворяет требованиям норм.

Известно, что с повышением температуры твердения конечная величина расширения снижается, а прочность цементного камня возрастает.

Таблица 42 - Показатели тампонажного раствора и камня при различных количествах добавки

№ п.п.	ПЦТ	Добавки, в %	В/Ц	Д ср мм	оС	Прозрачность камня, МПа	
						изгиб	сжатие
1	95	"СИГБ"-5%	0,5	209	40	1с-5,01	12,87
		ВПК-402-3%				2с-4,32	15,75
2	90	"СИГБ"-10%	0,525	215	40	2с-3,98	8,65
		ВПК-402-3%				3с-3,75	10,25

Плотность жидкости затворения (солевого раствора) для состава 1 - 1,08 г/см³, 2- 1,10 г/см³.

Из результатов испытаний следует, что прочность цементного камня с повышением температуры значительно возрастает и вполне укладываются в требования норм. Показатели прочности цементного камня при температуре 40 оС на вторые сутки лишь незначительно снижаются из-за расширения и, даже с количеством расширяющей добавки «СИГБ» в 10 % вполне удовлетворяет требованиям норм. Ниже приведена динамика и показатели расширения состава № 2 (Таблица 42) с количеством «СИГБ» 10 % в составе сухой смеси при 20 и 40 оС.

Динамика расширения

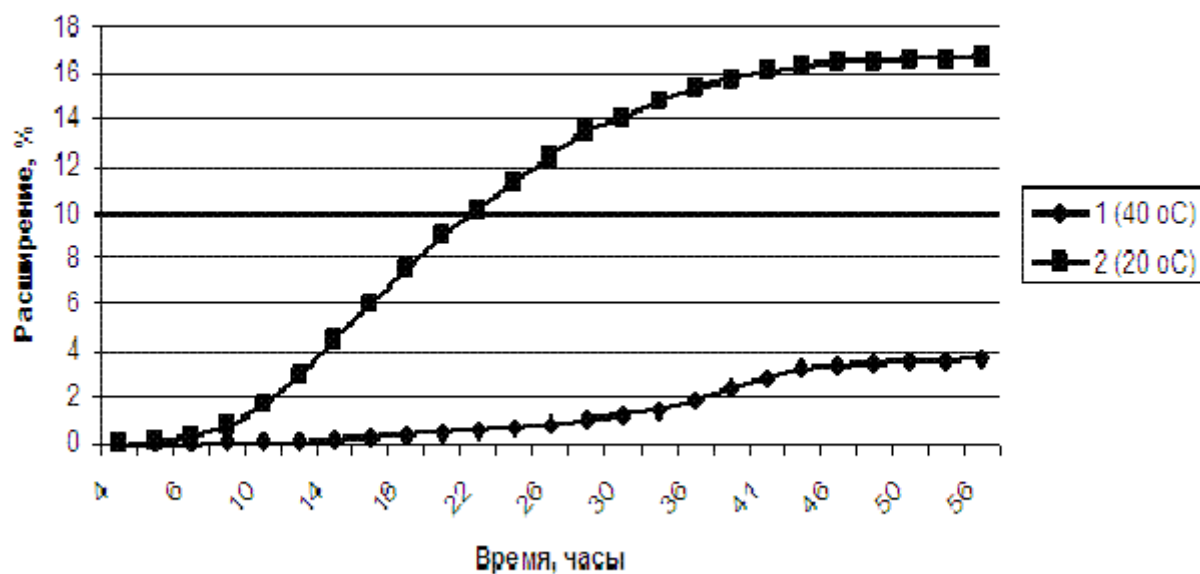


Рисунок 15 – Динамика расширения

Как видно из графика, расширение цементного камня с добавкой «СИГБ» с повышением температуры замедляется, при этом общая величина расширения при повышении температуры уменьшается. Так, например, в первые сутки твердения величина расширения для состава 1 (Таблицы 40) с содержанием «СИГБ» 5 % составила лишь 0,36 %, вторые - 1,68 % и на третьи сутки достигла 1,76 %. Для состава 2 с содержанием расширяющейся добавки 10 % составляла соответственно; 0,76 %, 3,53 % и 3,73 %.

Разработанные рецептуры тампонажного материала с расширяющимися свойствами применялась при цементировании технических колонн и второй ступени эксплуатационных колонн на газовом месторождении «Амангельды» Джамбульской области Республики Казахстан. Анализ качества цементирования с применением расширяющейся добавки марки «СИГБ» показал, что применение расширяющегося тампонажного материала позволяет повысить качество крепления скважин.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Проектные данные на строительство скважины

В таблице 43 представлены проектные данные на строительство эксплуатационной, наклонно-направленной скважины на Соимлорском месторождении.

Таблица 43 - Проектные данные на строительство скважины

Месторождение	Соимлорское
Расположение	Тюменская область
Назначение скважины	эксплуатационная
Проектная глубина, м	2884
Вид скважины	Наклонно-направленная
Способ бурения	С применением ГЗД
Тип буровой установки	БУ 3000 ЭУК-1

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:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (3)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (4)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{ час}}, \quad (5)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{ час}}, \quad (6)$$

В таблице 44 - представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 44 - Данные и результаты расчета СПО

	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	2	3
Начальная глубина интервала, Н ₁ (м)	0	804
Конечная глубина интервала, Н ₂ (м)	804	2884
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	26,82	39,61
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	150	170
Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{сп} (шт)	138	206
Количество поднимаемых свечей N _{под} (шт)	18	22
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T _{1св} (мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, T _{сп} (час)	5,75	8,5
Время подъёма свечей, T _{под} (час)	0,75	0,91
Время спуско-подъемных операций, T _{СПО} (час)	15,91	

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 45.

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (7)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (8)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (9)$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (10)$$

Таблица 45 - Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	2884
Продолжительность механического бурения, t_m (час)	151,2
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом , $t_{ПВР}$ (час)	51,76
Календарное время бурения, T_k (час)	355,2
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n (шт)	8
Механическая скорость бурения, V_m (м/час)	19,07
Рейсовая скорость бурения, V_p (м/час)	13,17
Коммерческая скорость, V_k (м/ст.мес)	5845
Средняя проходка на долото по скважине, h_{cp} (м)	150

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 46.

Таблица 46 - продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Вид монтажа	Всего, сут.	В том числе				
		Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание в открытом стволе	Испытание в колонне
Первичный	63,98	30	4	14,8	-	15,9
Передвижка 15 м	33,5	1,6	1,2	14,8	-	15,9
Сдвижка 10-20 м, демонтаж	15	15	-	-	-	-

Таблица 47 - продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе	
		Кондуктор	эксплуатационная
Бурение	6,3	1,8	4,5
Крепление	8,5	2	6,5
Всего	14,8	3,8	11

Линейно-календарный график работ представлен в таблице 48.

Таблица 48- 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; передвижка-0,05 мес.												
Буровые	Строительство скважины-0,5мес.												
Испытания и освоения	Испытание в колонне-0,53 мес.												
Вышкомонтажные	Сдвигка 15 м, демонтаж-0,5 мес.												

4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады

Цикл 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 отдых. 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	2 чел,
Помощник бурового мастера	2 чел,
Бурильщик 7 р	4 чел,
Бурильщик 6 р	4 чел,
Пом/бурильщика 5 р	8 чел,
Слесарь 5 р,	4 чел,
Сварщик	2 чел,
Лаборант	2 чел,
Электрик	4 чел.

4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице 49.

Таблица 49 - 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	17633500	17633500	
Основные расходы						
А. Собственно геологоразведочные работы:						
1	1. Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700	
	2. Буровые растворы	м	2884	45500	131222000	
	3. Работы по креплению	ч	204	32450	6619800	
	4. Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531855	
	5. Геофизические работы (комплекс)			2150000	2150000	
	Итого полевых работ: Σ1					144050355
	1. Организация полевых работ				% 1,2 от Σ 1	1728604
	2. Ликвидация полевых работ				% 1,5 от Σ 1	2160755
	Итого расходов А: Σ 2					147939714
	Б. Сопутствующие работы и затраты					
1	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	29587942	
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	19232162	
	Итого расходов Б: Σ 3					48820104
Итого основных расходов А+Б					196759818	
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	27546374	
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	33645928	
Итого по расчету:					257952120	
Компенсированные затраты						
4	1. Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1152402	
	2. Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	4438191	
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	11835177	
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	7396985	
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	5902794	
ИТОГО себестоимость проекта					288677669	
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					340639649	

5 Социальная ответственность

Введение

Целью данной выпускной квалификационной работы является технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2884 метров на Соимлорском нефтяном месторождении.

Рассмотрим опасные и вредные факторы, которые возникают при обслуживании бурового оборудования в таблице 50.

Таблица 50- Опасные и вредные факторы при работе с буровым оборудованием

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Обслуживание Буровых Установок	1. Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе. 2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород). 3. Повышение уровней шума; 4. Повышение уровней вибрации. 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные. 2. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 4. Электрический ток. 5. Механические травмы. 6. Пожары. 7. Взрывы.	MP 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» MP 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение

Продолжение таблицы 50

1	2	3	4
			ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно- гигиенические требования» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»

5.1 Анализ вредных производственных факторов

Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть:

- выдача спецодежды в зависимости от характера работ и времени года;
- укрытие рабочих мест и места для обогрева;
- чередование труда и отдыха;

запрет на работу при ненормальных метеоусловиях.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.

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 требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". При приготовлении бурового раствора необходимо использовать распираторы, 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.

Превышение уровня шума и вибрации.

Основным источником шума и вибрации на буровой установки является дизельный привод, гидравлические насосы, механические трубные ключи.

Воздействие шума и вибрации на человека приводит к повышенной утомляемости, ограничению слышимости, что может привести к механическим травмам.

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБА [Сан. П и.Н] и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Для уменьшения уровня шума действующего на рабочих используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты

относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

На рабочих находящихся на буровой установке действует транспортно-технологическая вибрация (категория 2). Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-90 ССБ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Нормы освещённости представлены в таблице 51.

Таблица 51 - Нормы освещённости

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд и подразряд зрительной работы	Места установки светильников	Рабочее освещение	Аварийное освещение
			освещённость, лк	
1	2	3	4	5
Роторный стол	2	На ногах вышки на высоте 4м (для вышки 41м) и 6 м (для вышки 53м), под углом 45-50 ⁰ Над лебедкой на высоте 4 м, под углом 25-30 ⁰ к вертикали	100	10
Щит контрольно- измерительных приборов	3	Перед приборами	75	10
Полати верхового рабочего	2	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5м от пола полатей, под углом не менее 50 ⁰	30	10
Путь движения талевого блока	4	На лестничных площадках . По высоте вышки, под углом не менее 65-70 ⁰	30	10
Кронблок	4	Над кронблоком	25	10
Приемный мост	4	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	10	10

Продолжение таблицы 51

1	2	3	4	5
Лестницы, марши сходы	4	На лестничных площадках, ногах вышки	10	10
Помещение вышечного блока	2	На высоте не менее 6 м	75	10
Помещение насосного блока	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Глиномешалки	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Превенторная установка	3	Под полом буровой	75	10
Желобная система	5	На высоте не менее 3м на всем протяжении желобов	10	10
Площадка горюче- смазочных материалов и инструмента	5	На высоте не менее 3м	10	10

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное. Дополнительное освещение обеспечивается за счет установки галогенных прожекторов 1000W и светильников в взрывозащищенном исполнении на рабочих местах.

5.2 Анализ опасных производственных факторов

Биологический фактор.

Кустовая площадка. Заболевания, состояния носительства, интоксикации, вызванных микроорганизмами: бактериями, вирусами, риккетсиями, спирохетами, грибами, актиномицетами, простейшими и продуктами их жизнедеятельности, и микроорганизмами: животными, растениями, человеком и продуктами их жизнедеятельности, а также культурами клеток и тканей. Сенсibilизации организма, вызванной микроорганизмами, перечисленными выше, и микроорганизмами: животными, растениями и продуктами их жизнедеятельности, а также культурами клеток и тканей. Травм, вызванных микроорганизмами: растениями, животными, человеком. Основной вид защиты: применение СИЗ, применение специальных репеллентных средств.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

К движущимся машинам и механизмам производственного оборудования на буровой установке относятся:

- буровая лебедка;
- автоматический ключ буровой (АКБ 3М2);
- вибросита;
- вращающийся вал бурового насоса УНБ-600;
- крюкоблок.

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов и т.п. ограждаются или заключаются в кожухи. Такое оборудование оснащается системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск его в работу при отсутствующем или открытом ограждении. Соответствующее требование устанавливается техническими заданиями на разработку и изготовление оборудования.

Ограждение должно быть быстроразъемным и удобным для монтажа.

Конструкция и крепление ограждения должны исключать возможность непреднамеренного соприкосновения работающего с ограждаемым элементом.

Все эти мероприятия помогут оградить работников от получения травм при работе с механизмами и движущимися машинами.

Поражения электрическим током.

Источником энергообеспечения буровых работ является ЛЭП 6кВ от ДЭС.

Основные непосредственные причины электротравматизма: доступность прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств при обслуживании электроустановок. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил эксплуатации электроустановок потребителей" (ПЭЭП), утвержденных Госэнергонадзором 31.03.92 г. и "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), утвержденных Главэнергонадзором 21.12.84 г.

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- применение блокировочных устройств;

- применение защитного заземления буровой установки;

- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Механические травмы на буровой установке.

Возможны во время СПО, падения с высоты различных предметов, а также деталей вышки и обшивки буровой, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо:

- Оградить вращающиеся части механизмов.
- Обеспечить машинные ключи страховочными канатами.
- Проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- При ремонте должны вывешиваться знаки оповещающие о проведении ремонтных работ.
- Весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.) согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных Минтруда России, №67, 16.12.97 г.
- Проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения.
- Проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств.
- При работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60° , ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь $2 \div 5^\circ$. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Госгортехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Госгортехнадзора. В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д.), которые также подлежат испытанию.

Пожаровзрывоопасность.

Источники воспламенения:

- короткое замыкание, перегрев проводки;
- источники открытого огня (факела, паяльные лампы);
- разряд молнии;
- разряд статического электричества.

Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважин каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

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

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева проводки. Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

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

Для исключения возможного возгорания от разряда статического электричества все оборудование, а также буровая установка заземляются.

Взрывы возможны при:

- наличии горючих веществ в резервуарах и топливных баках;
- наличие окислителя или среды;
- наличие сосудов под давлением (сепараторы, компенсаторы);
- источника воспламенения (открытый огонь, короткое замыкание, разряд статического электричества).

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- Исключить наличие источников воспламенения.
- Исключить наличие на объекте горючих веществ;
- Все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторократное давление. Также должны быть установлены различные

контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, говорящие о величине давления, под которым находится сосуд.

Для организации тушения случайного пожара на площадке применяются первичные средства пожаротушения ВНТП 3-85 и 2 мотопомпы ММ 27/100. До прибытия пожарных подразделений тушение организует мастер бурения с привлечением добровольной пожарной дружины из специального обученного персонала буровой. Остальные люди не участвующие в тушении пожара эвакуируются на безопасном расстоянии.

Для ликвидации горения ЛВЖ и ГЖ на складе хранится концентрированный фторсинтетический пленкообразующий пенообразователь «НАТИСК НСК» 3%. Для подачи пены в очаг пожара применяются установки комбинированного тушения пожаров УКТП “Пурга-10” – 2 шт., также они могут применяться для тушения пожара на всех объектах, размещаемых на площадке.

5.3 Экологическая безопасность

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице 52.

Таблица 52 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия.
1	2	3
<p>Земля и земельные ресурсы</p>	<p>Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель.</p> <p>Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреактивами и другими веществами.</p> <p>Засорение почвы производственными отходами и мусором.</p> <p>Создание выемок и неровностей. Уничтожение сельскохозяйственной растительности.</p>	<p>1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ.</p> <p>2.Соблюдение нормативов отвода земель.</p> <p>3.Рекультивация земель.</p> <p>1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники.</p> <p>2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреактивов.</p> <p>Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора. Засыпка выемок.</p> <p>Оплата потрав.</p>
<p>Лес и лесные ресурсы. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.</p> <p>Лесные пожары.</p> <p>Оставление недорубов, захламление лесосек.</p>	<p>Порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков.</p> <p>Мероприятия по охране почв (см.графу "Земля и земельные ресурсы").</p>	<p>Уборка и уничтожение порубочных остатков.</p> <p>1.Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос.</p> <p>2.Использование вырубленной древесины.</p> <p>1.Попенная оплата.</p> <p>2.Соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.</p>

Продолжение таблицы 52

1	2	3
<p>Вода и водные ресурсы Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды).</p> <p>Загрязнение бытовыми стоками.</p>	<p>Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаянивания отвалов. Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов.</p> <p>Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод.</p>	<p>1. Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников. 2. Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики).</p> <p>1. Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.</p>
<p>Недра.</p>	<p>Нарушение естественных свойств геологической среды. Некомплексное изучение недр.</p>	<p>1. Ликвидационный тампонаж буровых скважин.</p> <p>1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр. 2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.</p> <p>1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр. 2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.</p>

Продолжение таблицы 52

1	2	3
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов. Застройка месторождений, их затопление.	1.Ведение работ позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2.Геологические работы с целью проверки "стерильности" зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов и проб.
Воздушный бассейн.	Выбросы пыли и токсичных газов.	Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. Браконьерство.	Проведение комплексных природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных. Профилактическая работа.

Разработка мероприятий по охране окружающей среды.

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

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

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого поселка;

- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

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

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

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

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое";
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

Охрана недр.

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

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины.

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.0.02-76ОП):

- ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы;
- ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы;
- ГОСТ 17.4.02 – 79, охрана почв;
- ГОСТ 17.5.02 – 79, охрана земель;
- ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

Противопожарная безопасность.

Буровой установке присваивается взрывопожароопасная категория А [Федерального закона-123]. Характеристика веществ и материалов находящихся в помещении категории А: горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;

- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются в насосной, в котельной, на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. В таблице 53 представлена укомплектованность пожарного щита.

Таблица 53 - Укомплектованность пожарного щита

№ п/п	Наименование	Количество, шт.
1.	огнетушитель пенный	2 шт.
2.	лопата штыковая	1 шт.
3.	лопата совковая	1 шт.
4.	багор	2 шт.
5.	топор	2 шт.
6.	ведро	2 шт.
7.	лом	2 шт.
8.	ящик с песком	1 шт.
9.	кошма 2×2 м	1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева проводки.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

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

Для исключения возможного возгорания от статического электричества производится установка защитного заземления.

Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД

34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений".

Правовую основу организации работ в чрезвычайных ситуациях и ликвидации их последствий составляет закон Российской Федерации «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (1994), который определяет общие для Российской Федерации организационно правовые нормы в области защиты ее граждан, иностранных граждан и лиц без гражданства, находящихся на территории Российской Федерации или его части, объектов производственного и социального назначения, а также окружающей природной среды от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

В федеральном законе «О пожарной безопасности» (1994) определяются общие правовые, экономические и социальные основы обеспечения пожарной безопасности в России, дается регулирование отношений между органами государственной власти, органами местного самоуправления, предприятиями, организациями, крестьянскими хозяйствами и иными юридическими лицами независимо от форм собственности.

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» 1997 определяет правовые, экономические, и социальные основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов и направлен на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности организации к локализации последствий аварии.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1. Инженер по бурению относится к категории специалистов, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению II категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению I категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению II категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;
- уставом организации;
- правилами трудового распорядка;
- приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);
- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;
- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;
- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;
- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;
- порядок оформления технической документации;

- передовой опыт в области техники и технологии строительства скважин;
- проектирование и планирование буровых работ;
- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;
- основы экономики и организации производства, труда и управления;
- основы трудового законодательства;
- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

5. Во время отсутствия инженера по бурению его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение.

Заключение

В выполненной выпускной квалификационной работе представлены сведения для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2884 метров на Соимлорском месторождении. Показаны сведения геологических и географо-экономических характеристик района работ. Разработаны и рассчитаны особенности Соимлорского месторождения. По первоначальным сведениям, был произведен расчетный проект профиля скважины и обоснована ее конструкция. Подобраны и вычислены данные по углублению скважины. Спроектировано заканчивание скважины. В специальной части рассказывается о технологии: Повышение качества крепления скважин с расширяющейся добавкой «СИГБ».

Список литературы