

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

Институт- Институт природных ресурсов

Направление- Нефтегазовое дело

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2895 МЕТРОВ НА СОИМЛОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК – 622.323’324:622.243.23(24:181m2895)(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Тюкалов М. В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев А. А.	к. т. н.		

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.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск - 2017 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Тюкалов М.В.

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

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

1. Данные по строительству скважин на Соимлорском месторождении	<i>Расчет технико-экономических показателей</i>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Сроки строительства скважины 2. Сметная стоимость сооружения скважины	<i>Расчет продолжительности строительства Составление графика работ Расчет сметной стоимости сооружения скважины.</i>
---	---

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	Тюкалов М.В.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Тюкалов М.В.

Институт	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Бурения эксплуатационно-направленной скважины на Соимлорском нефтяном месторождении. ЯНАО</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p style="text-align: center;">5. Производственная безопасность</p> <p>5.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов при бурении скважины на Соимлорском нефтяном месторождении.</p> <p style="text-align: center;">5.1.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов при бурении скважины на Соимлорском нефтяном месторождении.</p>	<ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность; – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
<p style="text-align: center;">5.2 Экологическая безопасность</p>	<ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – предложить мероприятия по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

<p>5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>	<ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий расчет контура заземления – противопожарная безопасность
<p>5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>	<p style="text-align: center;"><i>Нормы:</i></p> <p><i>MP 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»</i></p> <p><i>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»</i></p> <p><i>СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования"</i></p> <p><i>СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование"</i></p> <p><i>ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты</i></p> <p><i>ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности"</i></p> <p><i>ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности"</i></p> <p><i>ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"</i></p> <p><i>ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы</i></p> <p><i>ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы</i></p> <p><i>ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры</i></p> <p><i>ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности"</i></p>

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Тюкалов М.В.		

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	11
1 Общая и геологическая часть	12
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района бурения	12
1.2 Горно-геологические условия бурения	15
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	17
1.4 Зоны возможных осложнений	22
1.5 Исследовательские работы	23
2 Техничко-технологическая часть	24
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	24
2.2 Обоснование конструкции скважины	24
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	25
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	27
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины из спуска	28
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	29
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	29
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	30
2.3 Углубления скважины	31
2.3.1 Выбор способа бурения	32
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	32
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	33
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	33
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	34

2.3.6	Расчет требуемого расхода бурового раствора	35
2.3.7	Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	37
2.3.8	Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	38
2.3.9	Выбор гидравлической программы промывки скважины	41
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин	41
2.4.1	Расчет обсадных колонн	41
2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений	42
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	45
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	48
2.4.2	Расчет процессов цементирования скважины	49
2.4.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн	49
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	50
2.4.2.4	Гидравлический расчет цементирования скважины	50
2.4.2.4.1	Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	50
2.4.2.4.2	Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	50
2.4.2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	51
2.5	Выбор буровой установки	52
	Специальная часть	52
3	3.1 Применение российского и зарубежного оборудования для очистки бурового раствора	54
	3.1.1 Вибросита	54
	3.1.2 Песко/Илоотделители	59

3.1.3 Центрифуга	59
3.1.4 Дегозатор	60
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	64
4.1 Проектные данные на строительство скважины	64
4.2 Численный и квалификационный состав буровой бригады	69
4.3 Расчёт сметной стоимости сооружения скважины	70
5 Социальная ответственность	71
5.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов	75
5.1.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов	78
5.2 Экологическая безопасность	80
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	81
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	85
Заключение	86
Список литературы	

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ЦС - циркуляционная система

БР - буровой раствор

ЦН - центробежный насос

ШН - шламовый насос

УНБ - универсальный насос буровой

АКБ – автоматический ключ бурильщика

КГШ – ключ гидравлический шаровый

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный

ГИВ – гидравлический индикатор веса

ВВЕДЕНИЕ

Главная задача Российской Федерации, была и есть разработка и добыча полезных ископаемых. Нефть и газ представляют интерес, как не заменимые энергетические ресурсы. Спрос на нефтепродукты очень высок, однако их себестоимость очень высока. Бурение является самой дорогостоящей процесс добычи нефти и газа. Поэтому необходимо внедрять новые технологии и правильно, качественно сопровождать процесс строительства скважин от начало и до конца что бы снизить затраты на бурение.

В данной ВКР на тему: «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2895 метров на Соимлорском нефтегазовом месторождении (ЯНАО)» было выбрано самое оптимальное, рациональное использование необходимых, сил, средств, материалов, агрегатов для строительства скважины.

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: Республика 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	Северо, Северно - западный
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) , тундра
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, теплоизолирован.
Местные стройматериалы	Карьер, грунт 2 категории
Связь	Радиосвязь
Подъездные пути	Лежневой настил из леса круглого, насыпной грунт-дорога к площадке скважины.



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Горно-геологические условия бурения

В таблице 2 представлен стратиграфический разреза 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	тургасская 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	2754	усть-балыкская свита	K ₁	0-2	-	1,25
2754	2820	сортымская свита	K ₁	0-2	-	1,25

В таблице 3 представлена с литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица 3 - Литологическая характеристика разреза скважины

индекс стратигра- фического 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, алевритистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P _{2i-1}	565	750	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опоквидные, в середине диатомовые, опоки серые
P _{1d-t}	750	815	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевритистые 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 опоквидные, алевритистые с прослоями алевролита и растительными остатками

Продолжение таблицы 3

K ₂	1140	1170	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевритистые
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
K ₁	2530	2754	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
K ₁	2754	2820	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

В таблице 4 представлена характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважин

Таблице 4 - нефтегазоводоносность вскрываемых пластов

Индекс стратиграфического 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	2530	2754	поровый	0,868	100-150	84,3	-
K ₁	2754	2820	поровый	0,863	100-150	84,3	
Водоносность							
Q + N	0	50	Поровый	1010	0,9	-	Относится, хлорнатриевый
P _{3г}	195	255	Поровый	1010	0,07	-	Не относится, хлорнатриевый
K ₂ +K ₁	1200	2280	Поровый	1010	15	-	Не относится, хлорнатриевый

В таблице 5 представлена физико-механические свойства пор по разрезу скважины

Таблица 5 - Физико-механические свойства пор по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Твёрдость, $\frac{кгс}{мм^2}$	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	14
Q - K ₂	0	817	глина	2,1	20	-	100	-	10	II	M
K ₂ - K ₁	817	1960	песок, песчан	2,1	30	0,5	12	10	14-23,4	III-VIII	MC, C
K ₁ (AC ₁₀)	1960	2530	песчан	2,1	19	6,5	11	3,6	14-23,4	III-VIII	C
K ₁ (AC ₁₁)	2530	2750	песчан	2,1	19	9,4	10	2,5	14-23,4	III-VIII	C
K ₁ (AC ₁₂)	2820	2895	песчан	2,1	20,6	3,3	11	3,6	14-23,4	III-VIII	C

В таблице 6 приведены давление и температура по разрезу скважины

Таблица 6 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура
			Пластового давления		Гидроразрыва пород		
	от (верх)	до (низ)	В начале интервала	В конце интервала	В начале интервала	В конце интервала	°С
1	2	3	4	5	6	7	8
Q- P _{2i-1}	0	565	0,098	0,098	2,15	2,15	24,84
P _{2b-p} -K ₂	565	817	0,098	0,098	2,15	2,15	39,96
K ₂ -K ₁	817	1960	0,098	0,098	1,96	2,15	72,54
K ₁	1960	2820	0,098	0,098	1,17	2,15	97,20

Анализ таблицы 6 показывает, что зон с аномально высокими пластовыми давлениями по разрезу нет.

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		
1	2	3	4
0	750	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.
0	400	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоблюдение параметров бурового раствора и технологической скорости бурения
0	817	Прихватопасные зоны	Несоблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины
817	2820		
1170	2012	нефтеводопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического
2500	2595		Несоблюдение параметров раствора
2595	2895		

1.5 Исследовательские работы

Отбор керна, шлама и грунтов не предусматривается

2 Техничко-Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Запроектирован пятиинтервальный профиль скважины. Профиль скважины представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Профиль скважины

Тип профиля	пятиинтервальный		
Исходные данные для расчета			
Глубина скважины по вертикали, м	2895	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м	0,8
Глубина вертикального участка скважины, м	350	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град	-
Отход скважины, м	571,26	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м	0,5
Длина интервала бурения по пласту, м	66	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	16
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	16	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град	3

Продолжение таблицы 8

Глубина по стволу		Азимут магнитный, град.		Зенитный угол, град.		глубина по вертикали, м	смещение от устья, м.	пространственная интенсивность град/10м	угол установки отклонителя, град
от	до	от	до	от	до	от	от		
0	50	0	0	0	0	50	0	0	0
50	350	0	195,19	0	16	350	0	0	0
350	550	195,19	195,19	16	16	547,41	27,74	0	195,19
550	812,77	195,19	195,19	16	16	800	100,17	0	0
812,77	842,77	195,19	195,19	16	16	828,84	108,45	0	0
842,77	2200	195,19	195,19	16	16	2133,49	482,55	0	0
2828,76	2894,76	183,53	183,53	0,23	0,23	2820	571,26	0	0

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 используются 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 различного генезиса с многочисленными прослоями углей).

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/66 м (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 < 62,02 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.

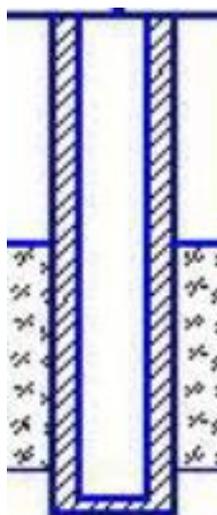


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

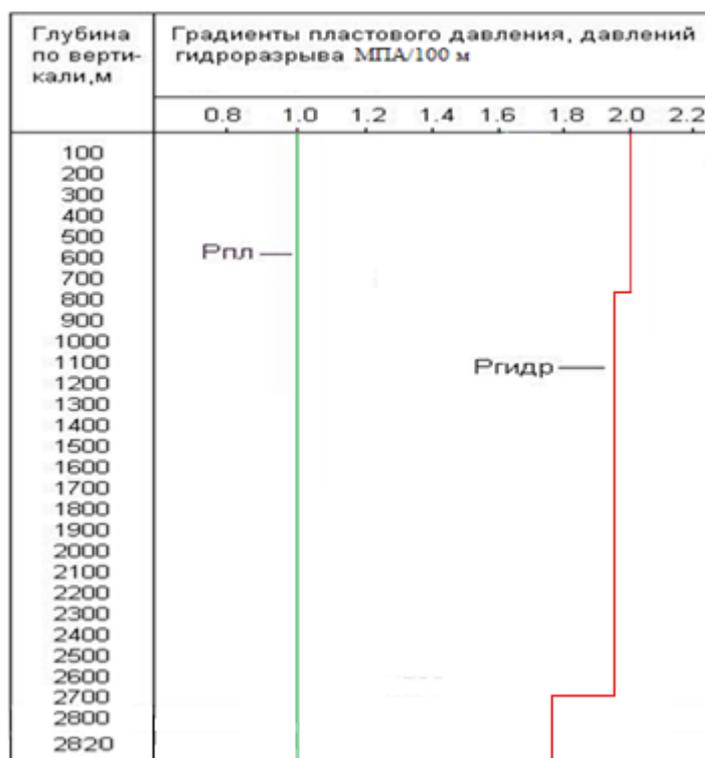


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

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 суглинок. В данном случае руководствуясь литологической характеристикой разреза скважины и из опыта ранее пробуренных скважин спускаем направление на глубину 50 метров.

Расчет глубины спуска кондуктора:

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

Результаты расчетов:

Минимально необходимая глубина спуска кондуктора: 800 м.

Принимаем глубину спуска кондуктора: 817 м.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2895 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Выбор интервалов цементирования представлен в таблице 10

Таблица 9 - Интервалы цементирования

Наименование колонны	Интервалы установки, м				Интервалы цементирования, м	
	По вертикали		По стволу		По стволу	
	От	до	от	до	от	До
Направление	0	50	0	50	0	50
Кондуктор	0	800	0	817	0	817
Эксплуатационная колонна	0	2820	0	2895	663	2895

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 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 11.

Таблица 10 – Диаметры обсадных колонн и долот

Наименование колонны	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Направление	50	323,9	393,7
Кондуктор	817	244,5	295,3
Эксплуатационная	2895	146,1	215,9

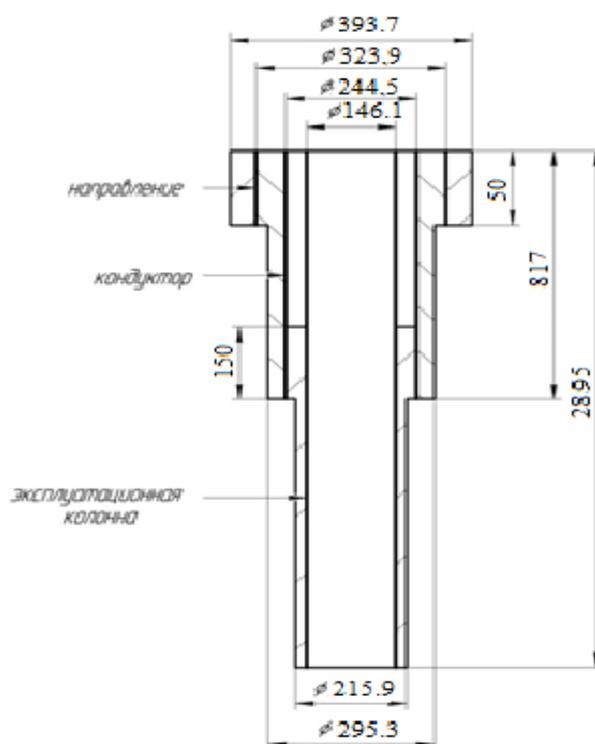


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Разработка схем обвязки устья скважины представлена в таблице 11

Таблица 11-Схемы обвязки устья скважины

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и противовибросо вого оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ и т.п. на изготовле ние	Ко ли чес тво , шт	Доп усти мое рабо чее давл ение , МПа	Масса, т	
					Едини цы	Суммар ная
1	4	5	6	7	8	9
Кондукт ор	Противовибросо вое оборудование ОП5-230/80*35 (2 шт.-ПП, 1шт.- ПК)	ГОСТ 13862- 90	1	35	6,025	6,025
	Колонная головка ОКК1- 35-245*146	ТУ 3665- 002- 3142957 6-97	1	35	0,680	0,680
Эксплу ационн ая	Колонная головка ОКК1- 21-146*245	ТУ 3665- 002- 3142957 6-97	1	35	-	-
	Фонтанная арматура АФК- 65*210	ТУ 26 –	1	35	1,239	1,239
		16 – 45 – 77	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 12.

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	ВСП(верхний силовой привод), применение ГЗД(гидравлический забойный двигатель)
50-817	Кондуктор	ВСП(верхний силовой привод), применение ГЗД(гидравлический забойный двигатель)
817-2895	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 13

Таблица 13 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-817	817-2895
Шифр долота		БИТ 393,7 В 419 ТСР	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 215,9 ВТ 613
Тип долота		PDC		
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М	МС, С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	6 ⁵ / ₈ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg	4 ¹ / ₂ Reg
Длина, м		0,53	0,41	0,34
Масса, кг		170	83	46
G, тс	Рекомендуемая	5-12	2-10	2-10
	Предельная	12	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	80-400	80-400	60-400
	Предельная	400	400	400

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 14.

Таблица 14 - данные осевых нагрузок по интервалам бурения

Интервал	0-817	817-2895
G ₁ , кН	2,205	13,23
G ₂ , кН	2,205	11,02

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Рассчитанные значения частот вращения долота представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Рассчитанные значения частот вращения долота

Частота вращения	Долото 393,7 GRDP545-R174	Долото БИТ 295,3 FD619SM	БИТ 215,9 ВТ 613
n, об/мин	87,3	109,6	141,5
n _{пасп.} , об/мин	80-400	80-400	60-400

Частоты вращения долот выбираются в соответствии с рекомендациями и сводятся в таблице 16

Таблица 16 - Значение частот вращения по интервалам

Тип долота	Интервал бурения, м.	Частота вращения, об/мин.
Долото 393,7 GRDP545-R174	0-50	88
Долото БИТ 295,3 FD619SM	50-817	110
БИТ 215,9 ВТ 613	817-2895	142

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

В таблице 17 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 17 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-817	817-2895
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9

Продолжение таблицы 17

G_{oc} , кН	98	80	80
Q , Н*м/кН	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования			
$D_{зд}$, мм	240	240	195
M_p , Н*м	4876	3103	2301
M_o , Н*м	196,9	147,7	108
$M_{уд}$, Н*м/кН	48,74	36,95	27,4

В таблице 18 приведены технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 18 – Технические характеристики запроктированных забойных двигателей

Турбобур	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг	Расход, л/с	Частота, об/мин	Момент, кН*м	Перепад давления, МПа	КПД, %
ДРУ-240РС	240	10,14	2450	30-50	70-130	10-14	10-14	45
ДРУ-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 19 и 20.

Таблица 19 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-817	817-2895
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,55	0,51	0,45
K_k	1,5	1,5	1,25
$V_{кр}$, м/с	0,14	0,13	0,11
V_m , м/с	0,0078	0,006	0,0053
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,24	0,24	0,172
$d_{нмах}$, м	0,019	0,016	0,011
n	6	9	8
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,18	1,2	1,18
ρ_n , г/см ³	2,1	2,1	2,1
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	67	35	16
Q_2 , л/с	67	30	13
Q_3 , л/с	178	75	34
Q_4 , л/с	85	45	17
Q_5 , л/с	89	113	69
Q_6 , л/с	50	50	38
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{табл}$, л/с	0,05	0,05	0,031
$\rho_{табл}$, кг/м ³	1010	1010	1010
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1180	1200	1180
M , Н*м	1300	1300	840
$M_{табл}$, Н*м	14000	14000	4500
m	2	1	1
n	0,9	0,9	0,9
Q_n , л/с	51	79	79
$Q_{пров1}$, л/с	14	14	12
$Q_{пров2}$, л/с	91	71	71

Таблица 20 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-817	817-2895
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	67	35	16
Q ₂ , л/с	67	30	13
Q ₃ , л/с	178	75	34
Q ₄ , л/с	85	45	17
Q ₅ , л/с	89	113	69
Q ₆ , л/с	50	50	38
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	89	58	31
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	85	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 21 - 22.

Таблица 21 - Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ	172	9,45	1200

Продолжение таблицы 21

Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	БТ-127 × 9,2	127	150	4683
2	БТ-127 × 9,2	127	2705	84463
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 22 представлено проектирование КНБК для кондуктора.

Таблица 22 – КНБК под бурение направление (0-50 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина без учета нипеля, м
	от	до			
1	0	50	Долото 393,7 GRDP545-R174	170	0,53
2			Двигатель ДРУ-240РС	2450	10,14
3			Переводник П 147/171	70	0,41
4			Клапан обратный «БОКС-178»	43	0,44
5			Шламоуловитель ШУ-172.000	305	3,33
6			УБТ 178x80	1400	9
7			БТ 147x13	566	26,15
Σ				5004	50

В таблице 23 представлено проектирование КНБК для кондуктора.

Таблица 23 – КНБК под бурение кондуктора (0-817 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина без учета нипеля, м
	от	до			
1	0	817	Долото БИТ 295,3 FD619SM	83	0,41
2			Калибратор 1-УСР 295,3	93	0,40
3			Двигатель ДРУ-240РС ¹	2450	10,14
4			Элемент телесистемы Удлинитель немагнитный	360	9,45
5			Элемент телесистемы Изолятор в сборе	210	2,30
6			Шламоуловитель ШУ-172.000	305	3,33
7			Клапан обратный «БОКС- 178»	43	0,44
8			Переводник П 133/147	58	0,42
9			БТ 127х9,2	14455	463
10			Калибратор 1-УСР 295,3	93	0,40
11			БТ 127х9,2	10075	327
Σ			28225	817	

В таблице 24 представлено проектирование КНБК для эксплуатационной колонны.

Таблица 24 – КНБК под бурение эксплуатационной колонны (840-2970)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина без учета нипеля, м
	от	до			
1	817	2970	БИТ 215,9 ВТ 613	46	0,34
2			ДРУ-172РС	1284	8,71
3			Клапан обратный КОБК 178х35	51	0,41
4			Переводник П 133/147	58	0,42
5			Калибратор 215,9	170	0,9
6			НУБТ	1200	9,45
7			Телесистема	1416	11,45
8			Калибратор 215,9	170	0,9
9			Переводник Н 133/133	53	0,2
10			БТ-127 × 9	4683	150
11			Яс RDT-2НМ-172	733	6,8
12			ТБК-127 × 9	84463	2780
Σ				94326	2895

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	СН С ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
от	до							
0	50	1,18	50	75	100	10	7-9	3
50	817	1,16	50	75	80	Не более 12	7-9	3
817	2550	1,10	15	20	18-25	12	7-8	1
2550	2895	1,12	20	30	25-40	8	7-8	0,5

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	50	Бентонитовый глинопорошок, натрий-карбоксиметилцеллюлоза, гипан, сода кальцинированная, сода каустическая, бикарбонат натрия, НТФ
50	817	Глинистый Бентонитовый глинопорошок, натрий-карбоксиметилцеллюлоза, гипан, сода кальцинированная, сода каустическая, бикарбонат натрия, НТФ
817	2895	Полимерглинистый Полиариат натрия «Seurvey» марки FL, праестол 2540н, биополимер XanthanGUM, сода кальцинированная, сода каустическая, бикарбонат натрия, карбонат кальция

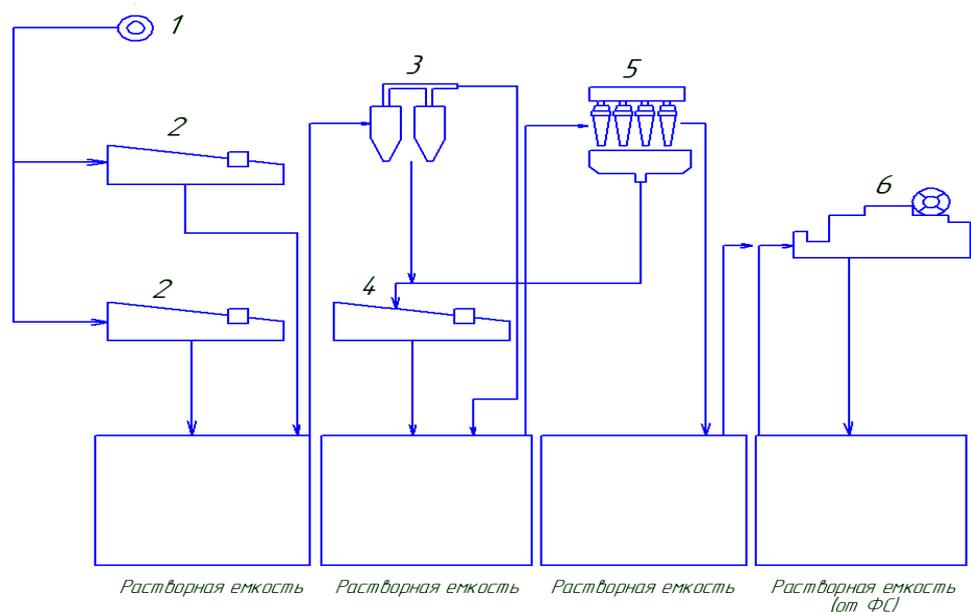


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – виброрито Swacomongoose; 3,5 – пескоотделитель D-Silter* 6T4; 4 – виброрито Swacomongoose; 6 – центрифуга ОГС-352К-02.

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 для расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Н (по стволу), м	$d_{д}$, м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
2895	0,2159	1,25	28,36	49,9	2340
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	$\tau_{г}$, Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,027	УНБ-600	0,0053	0,016	15	1180

Продолжение таблицы 27

КНБК			
Элемент	d_n , м	L , м	d_B , м
Яс RDT-2НМ-172	0,176	6.8	0,07
ПК 127-9 Д	0,127	3214	0,109
ДРУ-172РС	0,172	8,71	0,08
НУБТ	0,172	9,45	0,07

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	0.98	0,2699	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	$S_{кп}$	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ПК 127-9 Д	29022	17754	221	1,55	0,18
ДРУ-172РС	19460	25917	115	0,007	0,0009
НУБТ	19460	25917	115	0,007	0,0009
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_r	
ПК 127-9 Д	21769	23271	0,2	2,9	
ДРУ-172РС	15838	15839	0,21	0,04	
НУБТ	13867	36237	0,23	0,06	

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

В таблице 29 представлены исходные данные к расчету.

Таблица 29 – 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 $\rho_{тробль}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тробль}$, кг/м ³	1800

Продолжение таблицы 29

плотность нефти ρ_n , кг/м ³	863	глубина скважины, м	2895
высота столба буферной жидкости h_1 , м	667	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	240
высота цементного стакана h_{cm} , м	10	динамический уровень скважины h_d , м	1930

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.

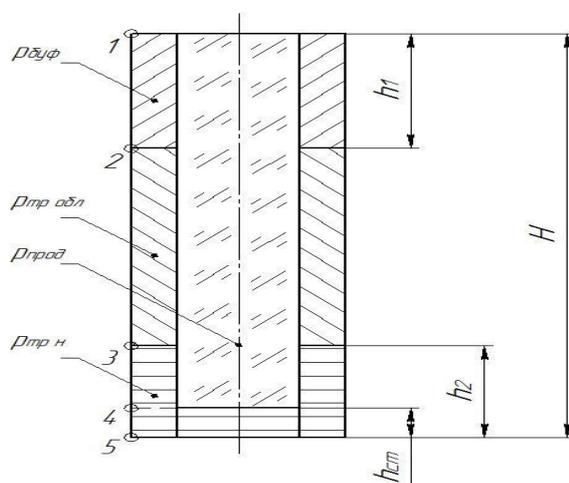


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 30 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

В таблице 31 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце эксплуатаций нефтяной скважины.

Таблица 31 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце эксплуатаций нефтяной скважины.

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	667	2779	2960	2970
Наружное избыточное давление, МПа	0	7,33	21,54	23,57	24,5

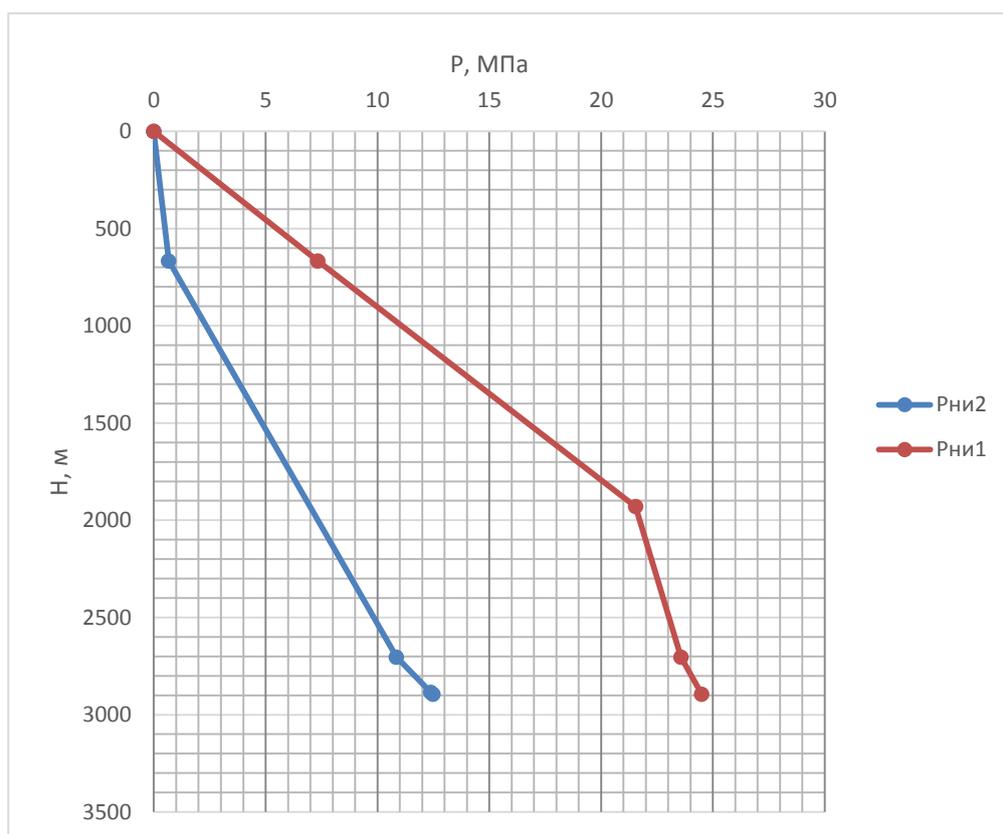


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

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 цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 32 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

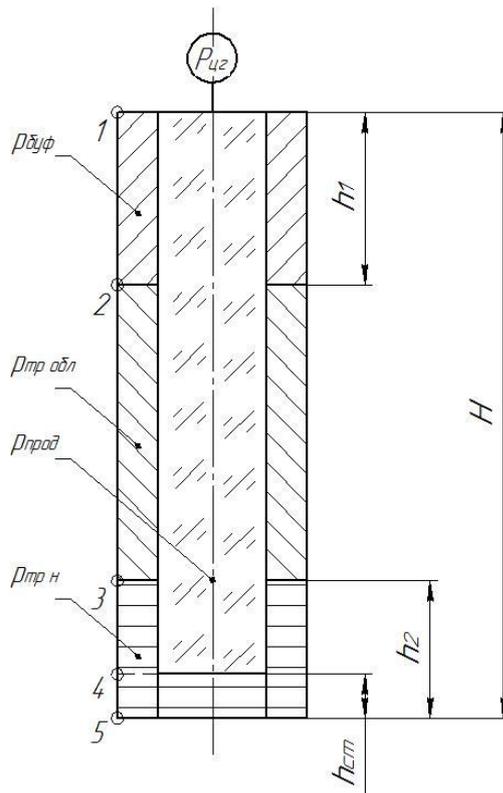


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 32 – 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	667	2779	2960	2970
Внутреннее избыточное давление, МПа	21,97	21,3	11,11	9,67	9,67

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 33 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 33 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	667	2779	2970
Внутреннее избыточное давление, МПа	4,12	3,45	0,9	0,23

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

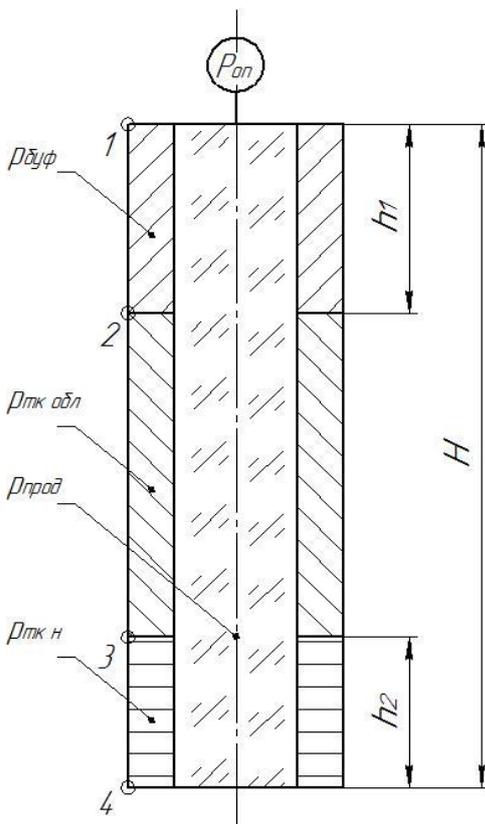


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной КОЛОННЫ

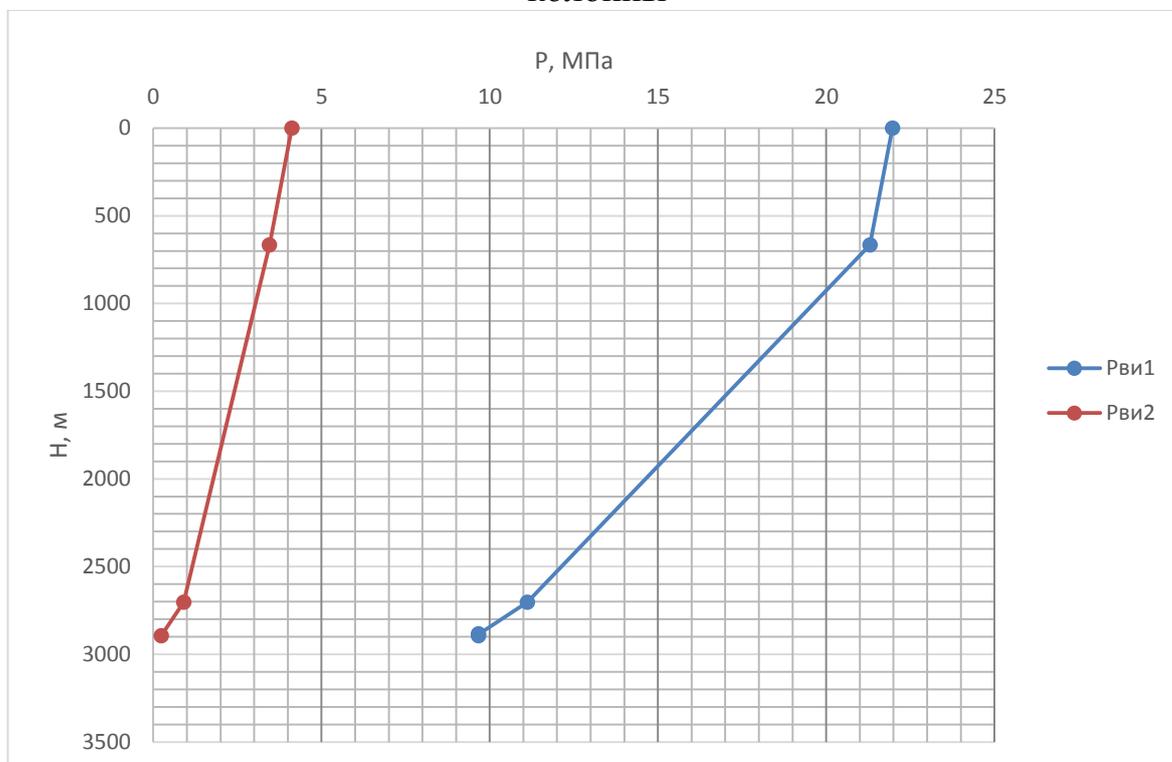


Рисунок 11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 34 представлены рассчитанные характеристика обсадных колонн.

Таблица 34 – Характеристика обсадных колонн

№	Условный наружный диаметр	Длина секций, м	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип рейзбы	Масса секций, т
1	146,1	100	7,7	Д	БТС	2,71
2	146,1	2795	7	Д	БТС	69,59

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Способ цементирования выбирается в зависимости от величины коэффициента безопасности Кб:

- если $K_b \geq 1.0$, то цементирование производится в две ступени с использованием заколонного изолирующего пакера или муфты ступенчатого цементирования;

- при $0.95 \leq K_b < 1.00$ цементирование производится с обязательным выполнением специального комплекса мероприятий по предотвращению гидроразрыва пластов;

- при $K_b \leq 0.95$, проведение цементирования производится в нормальном режиме.

$K_b=0,658$, выбирается нормальный режим с одноступенчатым цементированием.

2.4.2.2 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

В таблице 35 представлены объемы буферной и продавочной жидкости.

Таблица 35 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	29,5
Продавочная	41

2.4.2.3 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В таблицу 36 сводятся результаты данного расчета.

Таблица 36 – 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, т	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1800 \text{ кг/м}^3$	6	9,8	7,7
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	62,2	38,5	26,6
Сумма	68,2	48,3	34,3

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.

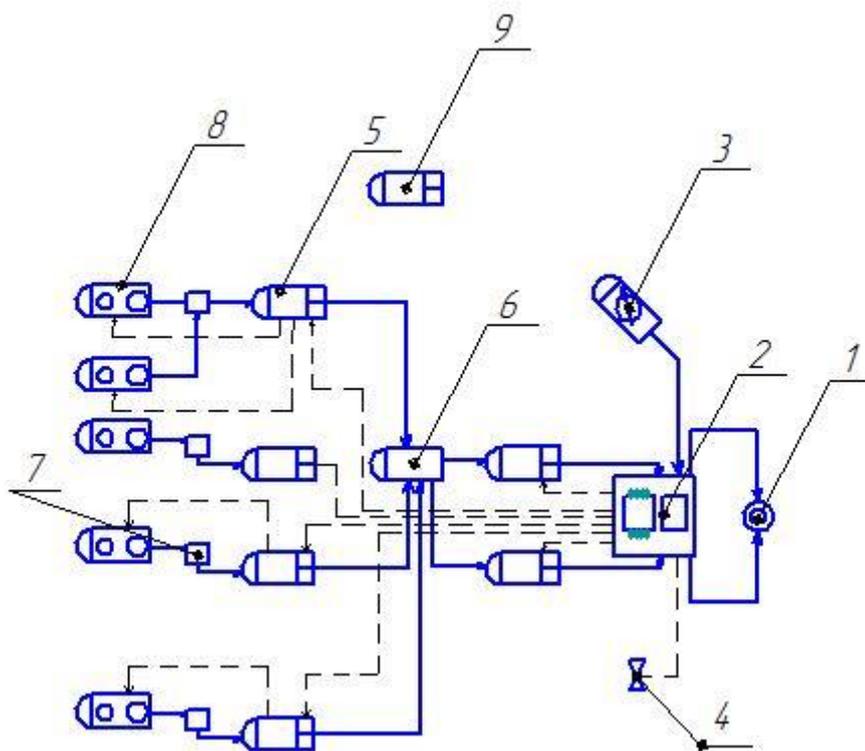


Рисунок 12 – Схема расположения оборудования при цементировании эксплуатационной колонны: 1- устье скважины; 2 - блок манифольдов БМ-700; 3- станция СКЦ-2М; 4 - подводящая водяная линия; 5- цементировочный агрегат ЦА-320М; 6 -осреднительная установка УО-16 ; 7 - бачок затворения; 8 - цементосмесительная машина УС6-30Н; 9- цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный)

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

На рисунке 13 представлен график изменения давления на цементировочной головке.

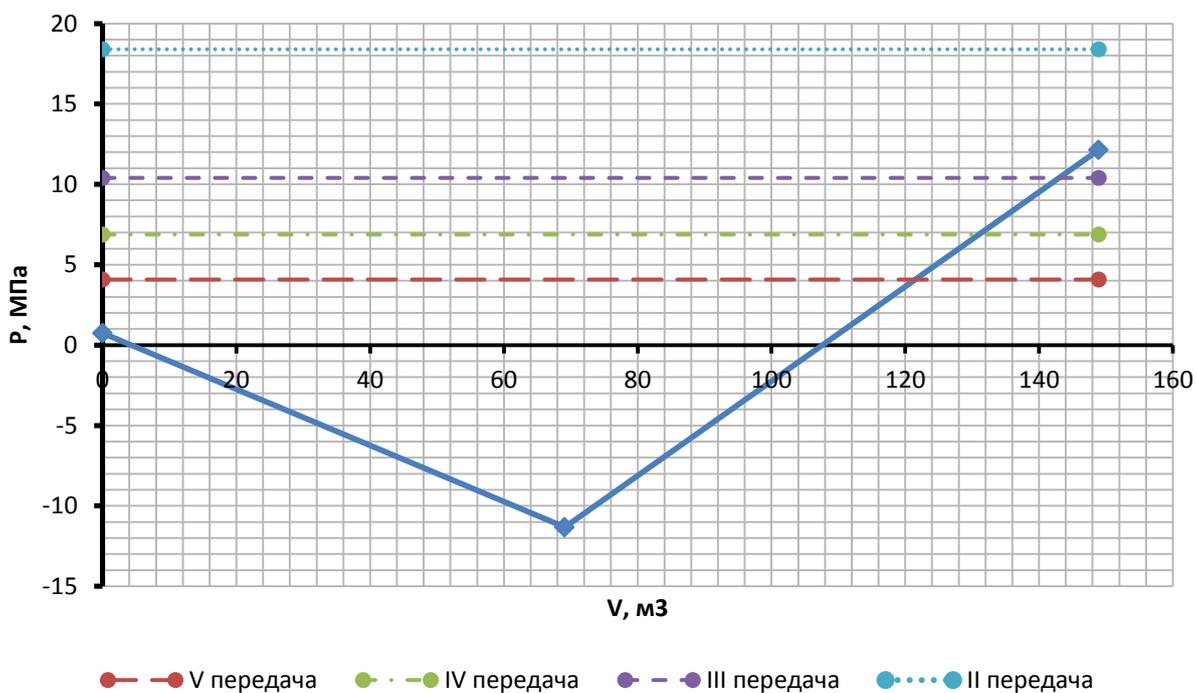


Рисунок 13 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 37 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 37 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	120,5
IV	11,5
III	11,6
II	0,2

2.4.2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество представлены в таблице 38.

Таблица 38 - Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Количество	Элементы технологической оснастки колонны
3	Эксплуатационная	1	Башмак БКМ-146-БТС
		1	Обратный клапан ЦКОДМ-146-БТС
		58	Центраторы ЦЦ-2-126/216
		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 3900 ЭК-БМ. Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	113,071	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,39
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	77,46	$[G_{кр}] / Q_{об}$	3,48
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	146,9	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,8
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	270		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.			

Характеристика 3900 ЭК-БМ приведена в таблице 40.

Таблица 40 – Характеристика буровой установки 3900 ЭК-БМ

Характеристика	Параметр
1	2
Высота основания (отметка пола буровой), не менее, мм	9890
Грузоподъёмность на крюке, т	270
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны, м/с	0,16
Скорость подъёма элеватора без нагрузки, м/с	1,6
Расчётная мощность на входном валу подъёмного агрегата, кВт	900
Скорость подъёма элеватора без нагрузки, м/с	1,6
Расчётная мощность на входном валу подъёмного агрегата, кВт	900
Расчётная мощность привода ротора, кВт	370
Диаметр отверстия в роторном столе, не менее, мм	700
Глубина бурения, м	4500
Оснастка талевой системы	5x6
Полезная высота вышки, м	46
Номинальная длина бурильной свечи, м	24-27
Лебедка, расчетная мощность на входном валу, кВт	1120
Вертлюг	
Статическая грузоподъемность, кН	2700
Максимально-допустимое давление промывочной жидкости, МПа	35
Ротор	Р-700 с ПКР 560М
Расчетная мощность привода ротора, кВт	1120
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700
Допускаемая статическая нагрузка, кН	2700

Продолжение таблицы 40

Насос	
Идеальная подача (наибольшая), л/с	51
Предельное давление (наибольшее), МПа	35
Циркуляционная система	
Общий полезный объем, м ³	224
Общий полезный объем емкостей под буровой раствор, м ³	303
Количество ступеней очистки	4
Мощность насоса, кВт	1180

3. Специальная часть

3.1 Применение российского и зарубежного оборудования для очистки бурового раствора

Правильный выбор оборудования для очистки бурового раствора при строительстве скважины позволит сэкономить время и финансы, поэтому необходимо сравнить оборудование Российское производителя с зарубежным, что бы понять какое оборудование будет эффективнее и полезнее.

Первым звеном в цепи очистки, и самым важным оборудованием для очистки бурового раствора от выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин является Вибросита.

3.1.1 Вибросита

В Западной Сибири, основными поставщиками вибросит являются «Mi-Swaco»,.Иногда можно встретить отечественные вибросита компаний ООО «Техномехсервис».

Вибросито ООО «Техномехсервис»

Вибросито ООО «Техномехсервис» выпускает двух марок: СВ1ЛМ и её модификация СВ1ЛМ. Сито вибрационное с линейными колебаниями СВ1ЛМ (вибросито) предназначено для очистки бурового раствора от выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин. Применяется в составе циркуляционных систем буровых установок.

Синхронное вращение дисбалансов приводит к возникновению линейных поступательных колебаний виброрама. Виброрама, а вместе с ней и кассеты, находятся в вибрационном движении, жидкость интенсивно фильтруется сквозь сетку, а мехпримеси размером крупнее размеров ячеек сетки остаются на поверхности сетки и транспортируются под действием вибрации к нижней кассете. На нижней кассете происходит дополнительная осушка твёрдой фазы, и далее она в виде шлама сбрасывается в отвал. Вибросито СВ1ЛМ имеет регулируемые угол наклона и амплитуду колебаний, что характерно для всех вибросит, выпускаемых компанией «Техномехсервис». Также существует комплектация виброрам натяжными болтами и гайками из нержавеющей стали, а также заделка электропроводки от вибраторов во взрывозащищенную клеммную коробку, установленную на вибросите. Потребителю только необходимо подвести силовой кабель от пускателей в клеммную коробку.

Технические характеристики вибросит представлены в таблице 41.

Таблица 41-Технические характеристики вибросит ООО «Техномехсервис».

Технические характеристики	СВ1ЛМ	СВ1ЛМ-02
Максимальная пропускная способность при бурении на воде на сетке с размерами ячейки в свету 0,16x0,16 мм, л/с	45	36
Рабочая поверхность ситовой кассеты, м ² , не менее	2,6	2,1

Продолжение таблицы 41

Максимальная амплитуда колебаний виброрамы, мм	2,2	2,5
-вверх	5	5
-вниз	3	3
-длина	3000	2400
-ширина	1756	1756
-высота	1550	1400
Установленная мощность, кВт	3,0	3,0
Масса, кг, не более	2000	1500
Размер ситовых кассет (длина, ширина),мм	1212x1140	980x1140
Тип колебаний	линейные	линейные

Для данных вибросит используют следующие типы ситовых кассет:
ЛВС, ВС-1, СВ-1Л

Технические характеристики данных кассет представлены в таблице 42.

Таблица 42 - Технические характеристики ситовых трёхслойных кассет

Технические характеристики	ЛВС	ВС-1	СВ-1Л
Габаритные размеры:			
-длина, мм	1140±3,3	900±2,8	1140±3,3
-ширина, мм	1212±3,3	1212±3,3	980±2,8
Максимальная пропускная способность при бурении на воде на сетке с размером ячейки в свету 0,16x0,16, м/с	0,05	0,03	0,04
Рабочая поверхность, не мене, м ²	2,6	2,0	2,1
Наработка на отказ кассеты с размерами ячеек верхней сетки:			
0,2x0,2, не менее, ч	150	150	150
0,4x0,4, не менее, ч	300	300	300

Вибросито компании Mi-Swaco

Компания Mi-SWACO производит, реализует и сдает в аренду полный ассортимент вибросит сбалансированно-эллиптического или линейного движения, использующихся для грубой очистки бурового раствора в качестве

основных в комплексе стандартного оборудования очистки или отдельных установок.

Одной из последних разработок является вибросито MONGOOSE SHAKERS. В данном вибросите возможен контроль за отделением твердой фазы. Вибросито адаптируется по мере изменения характеристик шлама.

Новаторская конструкция MONGOOSE SHAKERS позволяет рабочим использовать линейное или сбалансированное эллиптическое движение при бурении скважины на различных интервалах. С щелчком выключателя на блоке управления, движение перенастраивается от линейной к сбалансированной эллиптической без остановки вибросита. Это позволяет более эффективно производить очистку бурового раствора.

Технические характеристики вибросита MONGOOSE представлены в таблице 43.

Таблица 43 - Технические характеристики вибросита MONGOOSE

Габаритные размеры, мм, не более	MONGOOSE shaker
1	2
-Длина	3048
-Ширина	1600
-Высота полотна	737
-Высота вибросита	1295
Вес, кг	1724
Площадь сетки (общая), м ²	2,73
Площадь сетки (полезная), м ²	1,79
Регулировка угла наклона, град	От -3 до +3
Размер экрана, м×м	1,2×0,61
Мощность двигателя вибрационного, hp	
2 главных	2
1 дополнительный	0.6
Электрические характеристики двигателя	460V/60Hz- 1800 об/мин 400V/50Hz- 1500 об/мин
Пропускная способность, л/мин	2271

Сетка для вибросит фирмы «Mi-Swaco» Duraflona композитном каркасе. Запатентованная система ремонта SNAP-LOK сеток DURAFLO для вибросита Brandt VSM 300 сокращает время ремонта до двух минут. Необходимо просто снять сетку с вибросита и вставить сделанную на заводе заглушку. Данная

система позволяет избежать необходимости извлечения поврежденного ситового полотна и не требует времени на разрезание, склеивание или соединение.

Полотно XR MESH обеспечивает непревзойденный срок службы и исключительную пропускную способность. Большой диаметр проволоки обеспечивает сеткам XR MESH самый длительный срок службы в отрасли на сегодняшний день.

Соединение полотна XR MESH с технологией композитного каркаса DURAFLO позволяет достичь исключительно высокую пропускную способность, что в свою очередь сокращает нагрузку на полотно по сравнению с обычными ситовыми панелями, еще более продлевая срок его службы.

Неоспоримым преимуществом сеток на композитном каркасе заключается в их быстрой замене в случае необходимости. Замен сетки осуществляется следующим образом:

- 1) отключение вибросита;
- 2) вытаскивание клиньев фиксирующих сетку;
- 3) съём сеток с вибросита;
- 4) установка сеток другого типоразмера или установка новых сеток того же типоразмера;
- 5) установка фиксирующих клиньев;
- 6) запуск вибросита.

Вся операция может занять около пяти минут у одного человека.

3.1.2 Песко/Илоотделители

Гидроциклон пескоотделителя, предназначенный для удаления частиц песчинок, и гидроциклон илоотделителя, предназначенный для удаления частиц ила, представляют вторую стадию программы удаления твердой фазы неутяжеленного раствора

Песко/Илоотделитель компаний MI SWACO D-Silter* 6T4 (12 циклонов)

Комплектация «три в одном», включающая установленные над высокоэффективным виброситом M-I SWACO пескоотделитель модели 2-12 и илоотделитель модели 6Т4 (12 циклонов), представляет наиболее универсальную комбинацию оборудования для сепарации с производительностью 3785,4 и 3406,9 л/мин соответственно.

Пескоотделители компании MI SWACO модели 2-12 спроектированы для удаления песка и абразивных частиц: 95% всех частиц размером до 74 микрон и более 50% частиц размером до 40 микрон. Пескоотделитель имеет, по вашему выбору, два или три заменяемых износостойчивых полиуретановых гидроциклона диаметром 304,8 мм и быстросъёмные хомуты из нержавеющей стали для упрощения их замены.

Особенностью илоотделителя MI SWACO являются исключительные в своем роде полиуретановые сдвоенные конусы TwinSwacone*, которые имеют уникальный угол конусности – 20° (в отличие большинства других устройств угла 15°). Конструкция сдвоенных конусов обеспечивает производительность на 50% выше, чем у других 102-мм конусов.

Эти комбинации ситогидроциклонных установок предоставляют буровикам широкий выбор эффективных, малогабаритных очистителей бурового раствора, включая подсоединение к центрифугам для восстановления барита.

Особенности и преимущества

- Соответствуют экологическим требованиям
- Сокращают время простоя и ремонт
- Полная линейка продуктов, предоставляющая универсальные варианты конфигураций
- Проверены на месторождениях
- Снижают затраты на буровые растворы и утилизацию отходов

- Сводят к минимуму эксплуатационные расходы на стоящем за ними технологическом оборудовании
- Совместимы с буровыми растворами на водной или углеводородной основах
- Эффективны для контроля выбуренной твёрдой фазы и удержания дорогого барита

Гидроциклон илоотделителя ИГ 45М и Пескоотделитель ГЦК-360

Илоотделитель гидроциклонный - предназначен для очистки неутяжеленного бурового раствора от частиц выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин, применяется в составе циркуляционных систем буровых установок всех классов.

Гидроциклон илоотделителя ИГ-45М - изготовлен из износостойкого полиуретана, а толщина стенок конусов в наиболее изнашиваемой части увеличена. Компактность конструкции позволяет удачно компоновать с другим оборудованием при монтаже систем очистки. Гидроциклон не требует регулировок в процессе работы. В зависимости от свойств бурового раствора устанавливаются быстросменные насадки с разным диаметром сбросовых отверстий. Гидроциклон может устанавливаться как отдельным узлом, так и в составе батареи.

Технико-экономические показатели илоотделителей:

- Пропускная способность , л/с - 45
- Наименьший размер частиц плотностью 2700 кг/м³, удаляемых на 95% и более при работе на буровом растворе плотностью 1100-1200 кг/м³, мм- 0,03-0,05
- Внутренний диаметр гидроциклонов, мм - 150

- Диапазон регулирования диаметра пескового отверстия, мм - 12 - 20
- Рабочее давление перед гидроциклонами, МПа- 0,28 -0,33
- Количество гидроциклонов, шт - 6
- Габаритные размеры, мм - 1730x520x1200
- Масса илоотделителя, кг - 200

Гидроциклон ГЦК-360 (ТУ 3661-214-00217461-99) предназначен для очистки бурового раствора от Песковых фракций при бурении нефтяных и газовых скважин. Применяется в составе циркуляционных систем буровых установок всех классов. Гидроциклон поставляется в собранном виде с комплектом сменных Песковых насадок. Гидроциклон ГЦК (футерован карбид кремнием) применяется в условиях с повышенным содержанием абразивных веществ. Футеровка из карбид кремния (SiC) обладает высокой стойкостью к истиранию, кислотам и щелочам, растворам солей, теплостойкостью, огнеупорностью, Гидроциклон ГЦК (футерованный карбид кремнием) надежны, долговечны и просты в обслуживании. Конструкции гидроциклона цилиндрическая. Гидроциклон ГЦК (футерован карбид кремнием) изготавливается в металлическом корпусе.

Гидроциклоны с футеровкой из самосвязанного карбида кремния, предназначен для разделения по крупности в водной среде измельченных руд, угля, обезвоживания, дешламации, сгущения пульп, а также для очистки бурового раствора от выбуренной породы при проходке скважин на нефть и газ, очистка сточных вод.

Технические характеристики:

- Производительность, л/с	45
- Наименьшая величина частиц, отделяемых на 50 % от раствора, условной вязкостью 20 с, мм	0,05
- Габаритные размеры, мм	1690x665x540
- Масса, кг, не более	345

3.1.3 Цинтрефуга

Центрифуги получили высокое распространение в практике бурения за счет своей высокой очистной способности, а также высокой степени обезвоживания отделяемой твердой фазы (шлама). Кроме того, с помощью установок можно разделять (дифференцировать) осаждаемый осадок по крупности частиц, плавно изменяя скорость ротора центрифуги. Отсюда следуют два основных направления использования центрифуг при бурении на неутяжеленном и утяжеленном растворе.

Цинтрефуга Mi-Swaco 518 HV

Высокопроизводительная центрифуга 518 HV — это модель, которая пришла на смену двум стандартным центрифугам серии 518, и сочетает повышенную производительность по раствору и улучшенное качество сепарации твердой фазы.

Центрифуга M-I SWACO CD 518 HV является сепаратором декантаторного типа. Декантатор представляет собой центробежный сепаратор с горизонтальной осью вращения. Обработываемая жидкость или буровой раствор подается во вращающийся барабан, в котором твердая фаза отделяется от жидкой фазы. Твердая фаза вытесняется к внутренней стенке барабана, в то время как жидкая фаза образует вихревой поток внутри твердой. Конвейер шнекового типа осуществляет транспортировку твердой фазы по направлению к конусообразному торцу барабана. Жидкость движется по спиральной траектории, создаваемой лопастями конвейера, к сливным отверстиям, расположенным со стороны широкого торца барабана.

Особенности:

- Эксплуатационные характеристики
 - Квасимметричный шнек
 - Напайка карбид-вольфрамовых пластин на рабочую поверхность шнека
 - Высокая скорость вращения барабана
 - Регулируемая скорость вращения барабана и шнека⁽¹⁾
 - Постоянная скорость вращения барабана и дифференциал⁽²⁾
 - Регулируемая скорость подающего насоса
 - Разъемные корпуса опорных подшипников
 - Вращающийся узел из нержавеющей стали
 - Точная балансировка вращающегося узла

- Управление программируемым логическим контроллером (ПЛК⁽¹⁾)
 - Безопасность
- Датчик вибраций
- Ограничитель крутящего момента
- Предохранительные микровыключатели на защитных кожухах и крышке барабана
- Датчики температуры подшипников⁽¹⁾
- Датчик температуры гидравлической жидкости⁽¹⁾
- Датчики скорости⁽¹⁾

Преимущества:

- Эксплуатационные качества
 - Квазисимметричный шнек обеспечивает повышенное проходное сечение потока, что сводит к минимуму турбулентность
 - Повышенная износостойчивость лопастей шнека, и соответственно меньший объем обслуживания
 - Высокая скорость вращения барабана увеличивает центробежную силу, повышает эффективность удаления твердой фазы, и обеспечивает высокую степень очистки бурового раствора
 - Возможность регулирования центробежной силы и настройки дифференциальной скорости для повышения эффективности сепарации
 - Шесть комбинаций скоростей вращения барабана /дифференциала на установках с постоянным приводом, что упрощает работу и повышает эффективность
 - Разъемные корпуса опорных подшипников обеспечивают простоту обслуживания, увеличивают срок службы подшипников и защищают их от загрязнений
 - Высокая коррозионная стойкость
 - Минимальный уровень вибраций и шума

Программируемый логический контроллер (ПЛК) обеспечивает непрерывный контроль и автоматическое отключение центрифуги в случае отклонения от рабочих характеристик, а также предотвращает закупоривание центрифуги

Центрифуга ОГС-352К-02

техническая характеристика центрифуги ОГС-352К-02: рабочий диаметр ротора – 352 мм. Отношение рабочей длины ротора к его рабочему диаметру – 1:4; частота вращения ротора – 2500 и 2800 мин⁻¹; относительная частота вращения шнека – 42:49 мин⁻¹, мощность электродвигателя- 14,6 кВт; габариты (длина * ширина * высота), мм – 3200x2145x1700, вес центрифуги 3450кг. Работа центрифуги по отделению крупных компонентов бурового раствора заключается в следующем. Буровой раствор подаётся одновинтовым шламодовым насосом в питающий трубопровод, подходящий через цапфы ротора и шнека, в камеру внутри шнека, образованную конусом и перегородкой. Из камеры неочищенный раствор через окна в обечайке шнека поступает в ротор. Из бурового раствора отделяются более крупные твердые компоненты. Твердая компонента осаждается на стенке ротора и транспортируется шнеком по направлению к конической части ротора. При подходе осадка к выгрузочным окнам (в зону обезвоживания) происходит отжим влаги из осадка, и центробежные силы выбрасывают выделенную твёрдую фазу из бурового раствора через выгрузочные окна в приёмный отсек осадка кожуха центрифуги. Очищенный буровой раствор движется вблизи наружной поверхности барабана шнека в сторону цилиндрической части ротора и выбрасывается через окна в правой цапфе в приёмный отсек кожуха центрифуги. Твердая компонента осаждается на стенке ротора и транспортируется шнеком по направлению к конической части ротора.

На основании эксплуатации центрифуги ОГС-352К-02 буровыми предприятиями, можно сделать вывод, что одним из основных дефектов является выход из строя пластин шнека и трудности связанные с его ремонтом, большой пусковой момент при включении центрифуги и не плавное регулирование скоростей.

Величина износа более 7,5 мм снижает производительность центрифуги и поэтому требуется производить ремонт шнека. Значительным износом является – 1мм и более после 400 часов работы центрифуги. Замер при таком износе нужно производить каждые 100 часов работы.

3.1.4 Дегазатор

Дегазатор бурового раствора предназначен для дегазации буровых растворов в процессе ликвидации нефтегазопроявлений при бурении скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях, в пластовом флюиде которых не

содержится сероводород и другие токсичные компоненты. Применяется в составе циркуляционных систем буровых установок всех классов.

Дегазатор Mi-Swaco CD-1400

Центробежные дегазаторы. Центробежная сила в Дегазаторах MI SWACO воздействует на раствор, увеличивая силу воздействия на пузырьки газа для повышения их плавучести и высвобождения. Повышение плавучести увеличивает скорость подъема пузырьков. По мере подъема к поверхности пузырьки высвобождаются из раствора и далее разбиваются турбулентностью потока. Освобожденный газ и дегазированный буровой раствор затем по отдельности выводятся из установки.

Особенности:

- Удаление включённого газа (Центробежные дегазаторы удаляют все газы из циркулирующего бурового раствора благодаря использованию высокоскоростной центробежной силы).
- Снижение вероятности выбросов (Удаление включённых газов, включая сероводород и едкий кислород, из бурового раствора снижает вероятность опасных и дорогостоящих выбросов, вызванных рециркуляцией газированного бурового раствора).
- Монтаж на ёмкости (Удобный монтаж на резервуаре фактически исключает необходимость специально отведенного пространства на буровой площадке).
- Эффективное использование энергии (Системе требуется меньше энергии для работы при использовании взрывозащищенного трехфазового двигателя, 50 Гц, проверенного лабораторией по технике безопасности, мощностью 21 л.с., с напряжением переменного тока 230/460 В).
- Высокая производительность (При низком коэффициенте рециркуляции пропускная способность дегазатора составляет до 4921 л/мин).

Дегазатор «Каскад-40»

Предназначен для дегазации буровых растворов при бурении скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. Дегазатор применяется в составе циркуляционных систем буровых установок всех классов. Выпускается в трех исполнениях: «Каскад 40-00», «Каскад 40-02», «Каскад 40-04». Дегазатор в любом из исполнений может комплектоваться специальной емкостью для бурового раствора.

Принцип работы, особенности и преимущества дегазатора:

В дегазаторе реализован принцип атмосферной дегазации за счёт комбинации специального насоса, не реагирующего на избыточное содержание газа в жидкости, и, в отличие от аналога фирмы Дрилко, центробежной дегазации в закрытом канале с последующим тангенциальным высокоскоростным растеканием по цилиндрической поверхности. Толщина слоя растекания жидкости не превышает 5-10 мм. Под действием центробежных сил пузырьки газа выдавливаются в закрытом канале и на цилиндрической стенке к центру камеры дегазации, переходят в свободное состояние и центробежным вентилятором подаются в трубу для отвода газа. Раствор через нижний отвод сливается в растворную ёмкость.

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Проектные данные на строительство скважины

В таблице 44 представлены проектные данные на строительство эксплуатационной, наклонно направленной скважины на Соимлорское месторождении.

Таблица 44 - Проектные данные на строительство скважины

Месторождение	Соимлорское
Расположение	ХМАО
Назначение скважины	эксплуатационная
Проектная глубина, м	2895
Вид скважины	Наклонно-направленная
Способ бурения	С применением ВЗД
Тип буровой установки	3900 ЭК-БМ

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:

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

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

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

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

В таблице 45 - представлены данные для расчета СПО и результаты

Таблица 45 - Данные и результаты расчета СПО

	Направлени е	Кондуктор	эксплуатационная
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	250	250	250
Длина свечи, L(м)	25	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{СП} (шт)	1	31,5	114,5
Количество поднимаемых свечей N _{ПОД} (шт)	1	31,5	114,5
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T _{1СВ} (мин)	2,5	2,5	2,5
Время спуска свечей, T _{СП} (час)	0,1	0,6	9,1
Время подъёма свечей, T _{ПОД} (час)	0,3	1,44	10,4
Количество долблений, n(шт)	1	2	3
Начальная глубина интервала, H ₁ (м)	0	50	985

Продолжение таблицы 45

Конечная глубина интервала, H ₂ (м)	50	817	2895
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	23,85	54,74	60,77

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 46.

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 46 - Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, H(м)	2895
Продолжительность механического бурения, t _М (час)	151,2
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, t _{ПВР} (час)	51,76

Продолжение таблицы 46

Календарное время бурения, T_K (час)	355,2
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n (шт)	8
Механическая скорость бурения, V_M (м/час)	21,8
Рейсовая скорость бурения, V_P (м/час)	14,7
Коммерческая скорость, V_K (м/ст.мес)	6681
Средняя проходка на долото по скважине, h_{cp} (м)	250

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 – 47,48

Таблица 47 - 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
Сдвигка 10-20 м, демонтаж	15	15	-	-	-	-

Таблица 48 – 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 - 49

Таблица 49 - 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	Сдвжка 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 50

Таблица 50 - 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

Продолжение таблицы 50

Б. Сопутствующие работы и затраты					
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	77011589
	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	50057533
Итого расходов Б: Σ 3					127069122
Итого основных расходов А+Б					512127070
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	71697789
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	76819060
Итого по расчету:					148516849
Компенсируемые затраты					
4	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1188134
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	4455505
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	11881347
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	7425842
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	4455505
ИТОГО себестоимость проекта					29406333
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					34699472
Основные расходы					
1	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1.Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700
	2. Буровые растворы	м	2895	45500	131722500
	3.Работы по креплению	ч	140	32450	4683000

Продолжение таблицы 50

4. Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531855
5. Геофизические работы (комплекс)			2150000	2150000
Итого полевых работ: Σ1				142614055
1. Организация полевых работ	%	1,2	от Σ 1	171136866
2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ 1	213921082
Итого расходов А: Σ 2				385057948

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов

В случае несоблюдения мер безопасности в нефтяной и газовой промышленности возможны следующие опасности:

1. Механические травмы. Они возможны при проведении спуско - подъемных операций, при монтаже и демонтаже буровой установки при ведении работ на высоте. Также механические травмы могут возникнуть при неправильной эксплуатации оборудования, механизмов и их вращающихся частей, при захламленности пола и т.д.

2. Поражение электрическим током. Этот вид травм возникает при контакте с токоведущими частями, находящимися под напряжением (провода, выключатели), при контакте с металлическими конструкциями, по каким-либо причинам оказавшимися под напряжением (повреждение электропроводки).

3. Взрыв. Опасность возникновения взрыва и поражения сжатым воздухом высокого давления появляется в связи с применением на буровой пневматических систем, обвязка которых состоит из труб работающих под высоким давлением, также на буровых применяются резервуары высокого давления и воздухоотборники. Кроме того, возникновение взрыва возможно из-

за неосторожного обращения с огнем вблизи емкостей, содержащих взрывоопасные вещества.

4. Пожар.

Также возможно появление следующих вредностей:

1. Климатические условия.

2. Шум. Эти виды вредностей вызываются движением потока, работой насосов, лебедки, вибростанов, электрических двигателей и дизелей.

3. Вибрация.

4. Состояние воздушной среды.

5. Освещение.

5.1.2. Анализ выявленных опасных производственных факторов

1. Механические травмы. В целях недопущения механических травм все работы необходимо проводить согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить наличие средств индивидуальной защиты сотрудникам.
- осуществление проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- обязательное наличие страхового пояса при работе на высоте.

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

2. Поражение электрическим током. Проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденных Главэнергонадзором 21.12.2001 г.

Предупреждение на объектах электротравматизма достигается выполнением следующих мероприятий:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и её непрерывный контроль;
- установка оградительных устройств;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок.

Средства индивидуальной защиты до 1000В по ТУ1-01-0101-79 разделяются:

1. Основные:
 - диэлектрические перчатки;
 - инструмент с изолированными ручками;
 - указатели напряжения.
2. Вспомогательные:
 - резиновые коврики;
 - диэлектрические боты;

– изолированные подставки.

3. Взрыв. Типовая инструкция для ответственного для исправного состояния и безопасную эксплуатацию сосудов, работающих под давлением. РД 10-333-99. Утверждена постановлением Госгортехнадзора России от 20.12.99. №95.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

– все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на давление, превышающее рабочее с учетом коэффициентов запаса прочности, приведенных в табл. 51.

– необходимо постоянно следить за исправностью контролирующих приборов;

– защитная аппаратура;

– всё оборудование буровой установки должно быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты;

– рабочая зона, в которой расположены приемные емкости бурового раствора, оборудуется приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением от стационарных газоанализаторов при концентрации углеводородов в воздухе помещения выше ПДВК (предельно-допустимых взрывобезопасных концентраций)

Таблица 51 - Опрессовка оборудования, работающего под давлением

Рабочее давление, Атм.	< 200	200 – 560	560 – 650	> 650
Коэффициент запаса прочности	1,5	1,4	1,3	1,25

4. Климатические условия. Чтобы климатические условия не приносили вред здоровью, предлагаются меры по улучшению жизни и быта работающих:

- выдача спецодежды в зависимости от характера работ и климатического пояса;
- запрет на работу при ненормальных метеоусловиях;
- чередование труда и отдыха;
- место для отдыха.

5. Шум. Допустимые уровни производственного шума нормируются по ГОСТ 12.1.003-83. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- применение пневмоударников звукоизолирующих и звукопоглощающих преград;
- установка кожухов, применение глушителей;
- применение средств индивидуальной защиты (противошумные вкладыши, противошумные наушники, шлемофоны).

6. Вибрация. Уровни вибрации регламентируются ГОСТ 12.1.012-90. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм.

Основные мероприятия по борьбе с вибрацией:

- производят уравнивание, балансировку;
- производят установку амортизаторов;
- жёсткое присоединение агрегата к фундаменту большой массы;
- применение средств индивидуальной защиты (виброгасящие коврики, виброобувь и виброрукавицы).

7. Состояние воздушной среды. Предельно допустимые концентрации химических реагентов регламентируются для воздуха рабочей зоны по ГОСТ 12.1.005-88. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические

требования". Мероприятия по защите от вредного воздействия воздушной среды:

- установка вентиляции по СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование";
- применение средств индивидуальной защиты (распираторы, противогазы);
- склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров;
- концентрация вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должна превышать предельно-допустимых концентраций.

8. Освещение. Отраслевые нормы освещенности рабочих мест на буровой регламентируются согласно СНиП 23-05-95. Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения: ротор – 100 лк, полаты верхового рабочего – 50 лк, приемный мост – 30 лк, пусковые ящики – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

9. Промсанитария и гигиена. В процессе бурения скважины возможно распределение загрязненных стоков, поэтому территория вокруг буровой установки должна быть организована так, чтобы полностью исключить подобные случаи. Под туалеты и свалки должно быть отведено специальное место, на расстоянии 30 метров с подветренной стороны жилого поселка, для предотвращения попадания нечистот в источник водоснабжения.

Буровые бригады должны быть обеспечены аптечками с инструкциями по их применению. По мере расхода медикаментов из аптечки они должны пополняться.

Рабочие места, подходы к оборудованию, механизмам должны содержаться в чистоте и не загромождаться.

5.2 Экологическая безопасность

Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению

На кустовой и индивидуальной площадке для эксплуатационных скважин при электрическом приводе основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются котельная и передвижная электростанция. В составе отходящих газов в атмосферный воздух выбрасываются окись углерода, окислы азота, альдегиды, сажа.

При строительстве скважин рекомендуется осуществить следующие мероприятия для снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух:

- до начала бурения скважины необходимо проверить и привести в исправное состояние все емкости, где будут храниться буровые растворы и химреагенты;
- устье скважины, система приема и замера пластовых флюидов, поступающих при испытании скважины, циркуляционная система должны быть герметизированы;
- для процесса строительства скважины необходимо использовать химические реагенты, имеющие установленные значения ПДК;
- доставка и хранение химических реагентов должны осуществляться в герметичных емкостях; необходимо вести также учет расходуемых и отработанных ГСМ и химических реагентов;
- процесс сжигания топлива в котельной и ППУ необходимо регулировать (оптимизировать) согласно режимным картам;
- применяемый при строительстве скважины передвижной транспорт должен своевременно проходить контроль;

– определение содержания загрязняющих веществ в отработанных газах дизельных агрегатов, при работе двигателя автомобиля осуществлять с помощью газоанализатора.

Буровые работы необходимо проводить только в пределах отведенной территории. Движение транспорта должно осуществляться по дорогам, которые должны иметь водопропускные каналы.

Нельзя допускать пролив ГСМ на землю. Площадка под склад ГСМ должна быть гидроизолирована и обвалована.

Сыпучие материалы должны храниться в сарае.

Сбор бытовых отходов производится в мусоросборники (металлические контейнера), которые устанавливаются рядом с кухней-столовой. Они вывозятся по мере заполнения. Жидкие отходы от кухни-столовой, бани, туалета, собираются в выгребных ямах, которые после окончания строительства скважины должны быть засыпаны грунтом.

Для сбора и хранения производственно-технологических отходов, на территории буровой оборудуется шламовый амбар в соответствии с РД 39-133-94. Земляной амбар должен иметь достаточно высокую и надежную обваловку, которая не могла бы быть разрушена ливневыми водами. Дно и стенки амбара изолируются водонепроницаемой пленкой, чтобы хранящиеся в нем жидкости и химреагенты не могли проникнуть в грунтовые воды и естественные водоемы. Вокруг буровой установки должны быть сооружены сточные каналы для удаления сточных вод и пролитой промывочной жидкости в амбар. По окончании бурения необходимо провести следующие виды работ по очистке и утилизации жидких отходов бурения:

- 1) вывезти ОБР для повторного использования;
- 2) откачать верхний отстоявшийся слой жидких отходов бурения из шламового амбара в нефтесборный коллектор;

3) провести химическую коагуляцию - осветление оставшихся жидких отходов бурения в амбаре, их нейтрализацию и откачать в нефтесборный коллектор;

4) оставшиеся отходы, водосодержание которых не должно превышать 6%, отверждаем вводом отверждающих добавок и засыпаем грунтом.

По окончании буровых работ отведенная территория рекультивируется.

Рекультивация земель производится в два этапа: технический и биологический. В ходе рекультивации земель на техническом этапе должны быть выполнены следующие работы:

1) засыпка нагорных водоотводных канав, очистка площадки от бетонных и металлических отходов, оставшихся по завершении строительства скважины, засыпка амбаров, выколачивание или террасирование откосов, планировка площадки;

2) строительство подъездных путей к рекультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них с учетом прохода сельскохозяйственной и другой техники;

3) мелиорация токсичных пород и загрязненных почв, если невозможна их засыпка слоем потенциально плодородных пород;

4) создание при необходимости экранирующего слоя;

5) покрытие земель слоем потенциально плодородных пород или плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включать в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами.

Стандарт системы охраны природы: ГОСТ 17.0.0.01-76 (2000) смотреть таблицу 52.

- ГОСТ 17.1.4.01-80, охрана гидросферы;
- ГОСТ 17.2.3.02-78 (2000), охрана атмосферы;
- ГОСТ 17.4.3.02-85 (СТ СЭВ 4471-84) , охрана почв;
- ГОСТ 17.5.3.04-83 (с изм. 1 1986) (СТ СЭВ 5302-85) , охрана земель;
- ГОСТ 17.6.3.01-78, охрана флоры.

Таблица 52 – Список ГОСТов по охране природы

ГОСТы \ Охрана природы
ГОСТ 17.0.0.01-76 (2000) (СТ СЭВ 1364-78) Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения
ГОСТ 17.0.0.04-90 (2000) Охрана природы. Экологический паспорт промышленного предприятия. Основные положения
ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами
ГОСТ 17.1.3.06-82 (СТ СЭВ 3079-81) Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод
ГОСТ 17.1.3.10-83 (СТ СЭВ 3545-82) Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами при транспортировании по трубопроводу
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 17.1.3.13-86 (СТ СЭВ 4468-84) Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод
ГОСТ 17.1.4.01-80 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к методам определения нефтепродуктов в природных и сточных водах
ГОСТ 17.2.1.04-77 Охрана природы. Атмосфера. Источники и метеорологические факторы загрязнения, промышленные выбросы. Термины и определения
ГОСТ 17.2.2.05-97 Охрана природы. Атмосфера. Нормы и методы определения выбросов вредных веществ с отработавшими газами дизелей, тракторов и самоходных сельскохозяйственных машин
ГОСТ 17.2.3.02-78 (2000) Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями
ГОСТ 17.4.3.02-85 (СТ СЭВ 4471-84) Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ
ГОСТ 17.5.1.02-85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации
ГОСТ 17.5.3.02-90 Охрана природы. Земли. Нормы выделения на землях государственного лесного фонда защитных полос вдоль железных и автомобильных дорог
ГОСТ 17.5.3.03-80 Охрана природы. Земли. Общие требования к гидролесомелиорации
ГОСТ 17.5.3.04-83 (с изм. 1 1986) (СТ СЭВ 5302-85) Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель
ГОСТ 17.5.3.06-85 Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ
ГОСТ 17.5.4.01-84 Охрана природы. Рекультивация земель. Метод определения рН водной вытяжки вскрышных и вмещающих пород

Основными принципами экологической политики ОАО «Сургутнефтегаз» являются:

- Постоянное и планомерное уменьшение негативного воздействия технологических процессов на окружающую среду, снижение экологических рисков за счет внедрения наилучших существующих технологий, достижений науки и техники;
- Достижение уровня промышленной и экологической безопасности, соответствующего современным международным нормам и требованиям;
- Рациональное использование природных ресурсов, основанное на внедрении инновационных природо- и ресурсосберегающих технологий;
- Систематический контроль за соблюдением требований промышленной и экологической безопасности;
- Сохранение исконной среды обитания, традиционного образа жизни и хозяйствования коренных жителей Севера;
- Экологический мониторинг природной среды в регионах деятельности Компании;
- Постоянное совершенствование природоохранной деятельности и системы экологического менеджмента на предприятиях Компании;
- Снижение техногенной нагрузки на окружающую среду вновь вводимых объектов за счет качественной подготовки предпроектной и проектной документации;
- Постоянное повышение уровня компетентности персонала в вопросах охраны окружающей среды;
- Открытость общественно значимой информации об экологической деятельности Компании.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Виды чрезвычайных ситуаций:

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

Одним из видов аварий являются открытые фонтаны. Ликвидация открытого фонтана при наличии устья установки противовыбросового оборудования может развиваться по следующему сценарию:

- 1) оттаскивание сгоревшего оборудования, вышки, конструкций;
- 2) сбивание не герметичной запорной арматуры артогнем;
- 3) тушение пожара;
- 4) обрезка поврежденных концов обсадных труб, труборезкой;
- 5) монтаж разрезного колонного фланца;
- 6) установка исправного запорного оборудования;
- 7) спуск труб под давлением;
- 8) заполнение ствола скважины утяжеленным буровым раствором.

При разработке проекта на строительство скважины проектная организация осуществляет анализ опасности и риска проектируемого объекта. Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г., №116-ФЗ предприятие организует и осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Сведения об организации производственного контроля представляются в территориальный орган Госгортехнадзора России, обеспечивающий государственный надзор на данной территории.

Предприятие обязано представлять декларацию промышленной безопасности, которая разрабатывается в составе проектной документации и уточняется вновь при обращении за лицензией на эксплуатацию производственного объекта.

Все работы на объекте по строительству скважины необходимо производить согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, которыми установлены требования к созданию системы управления и контроля за промышленной безопасностью производства; разработке, сооружению, изготовлению и использованию производственных объектов, технических средств, технологических процессов; определён порядок взаимодействия органов Госгортехнадзора России с предприятиями и организациями в области обеспечения промышленной безопасности, охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов.

Противопожарная безопасность

Буровая установка по взрывопожарной опасности согласно НПБ 105-95 относится к категории “А”, степень огнестойкости II согласно СНИП 2.01.02-85.

Причины возникновения пожара:

- электрического характера (короткое замыкание электропроводки, нагрев электропроводки);
- открытый огонь (сварка, костры курение, искры);
- удар молнии;
- разряд статического электричества.

Размещение подсобных, производственных и жилых помещений должно осуществляться таким образом, чтобы исключить их нахождение вблизи легковоспламеняющихся жидкостей и складов с лесоматериалами.

На территории вокруг буровой установки должна быть обеспечена полная чистота, а также следует избегать замазучивания территории.

В целях предотвращения пожара на буровой:

- запрещается располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- запрещается хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки;
- курить, разводить костры, производить сварные работы только в специально отведенных местах;
- произвести работы по заземлению буровой установки;
- измерять сопротивление изоляции, $R_{из} > 0,5 \text{Мом}$.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения.

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара на буровой в наличии должны быть первичные средства пожаротушения, они представлены табл. 53.

Таблица 53 - Первичные средства пожаротушения

Наименование	Количество
1	2
Огнетушитель пенный	8
Ящик с песком, $V=0,5 \text{ м}^3$	4
Ящик с песком, $V=1 \text{ м}^3$	2
Лопаты	5
Ломы	2
Топоры	2
Багры	2
Ведра пожарные	4

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 и др.).

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,
- бесплатно лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

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, позволит кратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 54

Таблица 54 - 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

Продолжение таблицы 54

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

Заключение

В ходе выполнения работы были приведены все расчеты и обоснования.

Обоснованны: профиль и конструкция скважины, способ бурения. Разработаны режимы для всех интервалов бурения, приведено обоснование долот: класса и типоразмера, выбор бурового раствора и его расход, расчет частоты вращения долота, расчет осевой нагрузки на долото. Спроектированы и обоснованы КБК. Выбрана буровая установка. Проведенная работа позволяет максимальных качественно достичь результатов бурения скважины, с минимум затратами времени и средств на бурение скважины и в то же время продуктивной ее работы.

В расчетной части был проведен: Расчет диаметров скважины и обсадных колонн, расчет осевой нагрузки по интервалам горных пород, расчет объема требуемого бурового раствора, расчет технико-экономических показателей (ТЭП), расчет частоты вращения долота.

Рассмотрены все меры безопасности, допустимые мероприятия по охране недр и окружающей среды, предотвращение осложнений и предупреждений аварий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
2. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
3. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
4. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор конструкции эксплуатационного забоя».– Томск, ТПУ.
5. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».– Томск: Изд. ТПУ, 2008 г. – 92 с.
6. Приказ Ростехнадзора №101 от 12.03.2013г. об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ».
7. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин; Под ред. А.И. Булатова. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998.
8. Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин./Под. Ред. Проф. А.Г. Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 808 с.

9. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005-75 с.

10. 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.

11. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.

12. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 494 с.

13. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет натяжения эксплуатационной колонны». – Томск, ТПУ.

14. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 39-00147001-767-2000. Москва, 2000 г.

15. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.

16. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. РД 08-254-98. Москва, Ростехнадзор России, 1998 г.

17. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.- метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.