



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 3231 МЕТРОВ НА СОИМЛОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК – 622. 323'324:622.243.23(24:181m3231)(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Смирнов В.С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

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

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	К.Э.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	Смирнов Виталий Сергеевич

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	Расчет техник-экономических показателей
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Построение плана мероприятий по повышению эффективности буровых работ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка экономической эффективности проекта внедрения новых долот	Расчет экономической эффективности проекта. Расчет технико-экономические показатели применения долот
---	---

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 Андрей Александрович	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Смирнов Виталий Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Смирнов Виталий Сергеевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Эксплуатационная наклонно-направленная скважина на соимлорском нефтяном месторождении.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
5. Социальная ответственность 5.1. Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении скважины на соимлорском нефтяном месторождении 5.2. Анализ опасных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении скважины на соимлорском нефтяном месторождении	- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород) - Повышенные уровни шума и вибрации - Недостаточная освещенность рабочей зоны - Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные. - Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования - Поражение электрическим током - Механические травмы - Пожаро-взрывоопасность
5.3. Экологическая безопасность	- Рекомендации по снижению отрицательного воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу - Рекультивация земель
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	--Виды чрезвычайных ситуаций и ликвидаций - Причины возникновения пожара - Предотвращения пожара на буровой - Обеспечение средствами пожаротушения
5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	MP 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» MP 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования

	ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования" СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование" ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности" ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности" ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" "Правил эксплуатации электроустановок потребителей" (ПЭЭП), утвержденных Госэнергонадзором 31.03.92 г "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), утвержденных Главэнергонадзором 21.12.84 г. "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных Минтруда России, №67, 16.12.97 г. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовибросовое" ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы ГОСТ 17.4.02 – 79, охрана почв ГОСТ 17.5.02 – 79, охрана земель ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности"
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Смирнов Виталий Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная работа содержит 89 с., 19 рис., 53 табл., 22 источников, приложений, листов графического материала.

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

Исследовательским объектом работы является наклонно-направленная скважина на Соимлорском нефтегазовом месторождении.

Основная цель работы – разработка технологии бурения наклонно-направленной скважины глубиной 2836 метров и технической части на Соимлорском нефтегазовом месторождении.

Выполнен диплом по геологическим материалам Соимлорского нефтегазового месторождения.

В процессе работы спроектирована технология и конструкция проводки скважины глубиной 3231 метров.

Текущая работа выполнена с учетом современных достижений в области технологии строительства и техники нефтяных и газовых скважин. В специальной части раскрыто применение телесистем в процессе строительства наклонно-направленных скважин. Их вклад в области бурения, достижение максимальных временных показателей.

Сокращения

- ПВО - противовыбросовое оборудование
- ВСП – верхний силовой привод
- ГЗД – гидравлический забойный двигатель
- КНБК - компоновка низа бурильной колонны
- БУ - буровая установка
- СПО – спуско-подъемные операции
- ТБПК - бурильные трубы с приваренными замками
- УБТ - утяжеленные бурильные трубы
- ЦА - цементируемый агрегат
- КНА – комплект наземной аппаратуры;
- СКД – силовой канал данных;
- ПС – прибор скважинный;
- ТГС– 405 - турбогенератор скважинный
- ТГС- 405; ТГС–501 - турбогенератор скважинный
- ТГС-501; М5 - турбогенератор скважинный М5;
- ТГС – турбогенераторы скважинные (ТГС-405 либо ТГС-501, либо М5);
- БЭ – блок электронный;
- ИБП – источник бесперебойного питания;
- БИМ – блок БИМ-8;
- БК-5 – блок контроля БК-5;
- КС – кабель скважинный КС-501;
- МС – модуль силовой МС-501;
- МИ – модуль инклинометрический МИ-501;
- МГ – модуль гамма МГ-501;
- БПК – блок передачи команд БПК-1;
- МА – модуль аккумуляторный;

Оглавление:

Введение	9
1. Общая и геологическая часть	10
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района бурения	10
1.2. Горно-геологические условия бурения.....	11
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	14
1.4. Зоны возможных осложнений.....	17
1.5. Исследовательские работы.....	17
2. Техничко-Технологическая часть	18
2.1. Обоснование и расчет профиля скважины	18
2.2. Обоснование конструкции скважины.....	19
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины.....	19
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	21
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	22
2.2.4. Выбор интервалов цементирования.....	22
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	23
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	24
2.3. Углубления скважины	24
2.3.1. Выбор способа бурения.....	25
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	25
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	26
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	26
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора	27
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	29
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	31

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины	32
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	33
2.4.1. Расчет обсадных колонн.....	33
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	39
2.5. Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	42
2.6. Выбор буровой установки	43
3. Специальная часть	44
3.1. Теоретическая часть	46
3.2. Принцип работы электромагнитного канала связи	47
3.3. Телесистема СИБ 2.2	49
3.4. Гидравлический канал связи (ГКС)	54
3.5. Телеметрическая система 650 MWD.....	55
3.6. Угловое смещение инструмента	59
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	63
4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	63
Первичный монтаж-0,9 мес; передвижка-0,06 мес.....	66
4.2. Численный и квалификационный состав буровой бригады.....	66
4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины.....	67
5. Социальная ответственность.....	69
5.1. Анализ вредных производственных факторов	70
5.2. Анализ опасных производственных факторов	74
5.3. Экологическая безопасность	78
Вредные воздействия	79
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
Заключение	87
Список использованных источников.....	88

Введение

В настоящее время Россия занимает одно из основных мест в добыче мировых запасов нефти и газа, что несет большие прибыли нефтегазодобывающим компаниям в период стабильно высоких цен на нефтегазовое сырье.

Нефтегазодобывающие компании нашей страны открывают большие возможности: пользуются ситуацией на мировом рынке, возможным капиталовложением в развитие предприятий комплекса, применение новых дорогостоящих технологий, исследовании науки в сфере недропользования. Последние годы цена на баррель нефти сильно снизилась и поэтому необходимо движение в данном направлении.

Новейшие технологий в добыче нефти и газа затрудняют условия бурения скважин, так как приходится решать большой комплекс задач, связанных с процессом строительства скважин.

Тенденции технологии развития в настоящее время направлены на минимизацию вредного воздействия на продуктивный пласт в процессе бурения, качественное крепление скважин, использование телеметрических систем для идеализации профиля ствола скважин, минимизирование вредного воздействия на окружающую природу.

Главная цель проекта – спроектировать скважину и ее крепление, учитывая все правила и нормы ГОСТов технологии бурения.

1. Общая и геологическая часть

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района бурения

В таблице 1 представлена географическая 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
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

На рисунке 1 представлена обзорная карта района работ.



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Горно-геологические условия бурения

В таблице 2 представлен стратиграфический 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 и в интервале
от (верх)	до (низ)	Название системы	индекс	угол, град.	азимут, град.	
0	40	четвертичные отложения	Q	-	-	1,5
40	120	неогеновые отложения	N	-	-	1,5
120	165	туртасская свита	P _{3h}	-	-	1,5
165	365	черталинская свита	P _{3r}	-	-	1,5
365	565	тавдинская свита	P _{2b-p}	-	-	1,5
565	750	люлинворская свита	P _{2i-l}	-	-	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	2750	усть-балыкская свита	K ₁	0-2	-	1,25
2750	2835	сортимская свита	K ₁	0-2	-	1,25

В таблице 3 представлена литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица 3 - Литологическая характеристика разреза скважины

индекс стратиграфического 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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
P _{3h}	120	165	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей
P _{3r}	165	365	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P _{2b-p}	365	565	Глины	Глины светло-зелёные, алевролитистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P _{2i-l}	565	750	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опокovidные, в середине диатомовые, опоки серые
P _{1d-t}	750	815	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевролитистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K ₂	815	1015	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K ₂	1015	1140	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опокovidные, алевролитистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K ₂	1140	1170	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевролитистые
K ₂	1170	1960	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов с глинами. Песчаники и алевролиты серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
K ₁	1960	2212	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
K ₁	2212	2530	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых
K ₁	2530	2750	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
K ₁	2750	2835	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 нефтеводоносности по разрезу скважины.

Таблице 4 - Нефтеводоносность 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	2621	2645	поровый	0,868	100-150	80,5	-
K ₁	2812	2835	поровый	0,863	100-150	80,5	
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	1110	2015	Поровый	1010	15	-	Не относится, хлорнатриевый

В таблице 5 представлены физико-механические свойства пород по разрезу скважины.

Таблица 5 - Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Твёрдость, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Абразивность	Категория породы по промысловой 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	815	глина	2,1	20	-	100	-	10	II	M
K ₂ - K ₁	815	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)	2750	2835	песчан	2,1	18	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	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	°C
	от (верх)	до (низ)	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-P _{2i-l}	0	565	1,00	1,00	2,00	2,20	24,84
P _{2b-p} – K ₂	565	815	1,00	1,00	2,00	2,20	39,96
K ₂ -K ₁	815	1960	1,00	1,00	1,70	2,20	72,54
K ₁	1960	2835	0,99	0,99	1,62	2,30	97,20

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		
2	3	4	5
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	750	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоблюдение параметров бурового раствора и технологической скорости бурения
0	815	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины
815	2835		
1110	2015	Нефтеводопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического
2621	2645		Несоблюдение параметров раствора
2812	2835		

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				2835	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					0,8	
Глубина вертикального участка скважины, м				- 60	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град					0,8	
Отход скважины, м				1335	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					0,55	
Длина интервала бурения по пласту, м				-	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м					-	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град					55,06	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					-	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				-	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					-	
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	60	60	0	0	0	0	0	0	60	60
2	60	184,37	124,37	0	10,88	10,88	0	10	60	185	125
3	184,37	346,86	162,49	10,88	39,53	28,65	10	10	185	350	165
4	346,86	443,81	96,95	39,53	63,7	24,17	10	18	350	450	100
5	443,81	740,5	296,69	63,7	170,45	106,75	18	30	450	771,07	321,07
7	740,5	825,98	85,48	06,75	212,61	105,86	30	30	771,07	869,77	98,7
8	825,98	898,9	72,92	12,61	256,33	43,72	30	37	869,77	957,27	87,5

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9	898, 9	2051 ,11	1152, 21	256, 33	1109 ,21	852,8 8	37	37	957,2 7	2400	1442,73
10	2051 ,11	2587 ,78	536,6 7	1109 ,21	1314 ,08	204,8 7	37	5,06	2400	2982, 39	582,39
11	2587 ,78	2836	248,2 2	1314 ,08	1335 ,5	21,42	5,06	5,06	2982, 39	3231	248,61
Ито го	Σ		2836	Σ		1335, 5	-	-	Σ		3231

2.2.Обоснование конструкции скважины

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

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

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

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

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

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивания аргиллитов,

алевролитов, песчаников различного генезиса с многочисленными прослоями углей).

2.2. Проницаемость пород: $k_1 = 0,0033 \text{ мкм}^2$.

Таким образом, коллектор является низкопроницаемым, однородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является однородным по типу флюида.

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 0,1 \text{ МПа/10 м}$ (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.

$$30 < 62,02 \text{ МПа}.$$

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

4. Определение конструкции забоя.

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

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

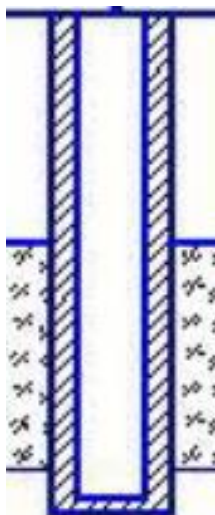


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.

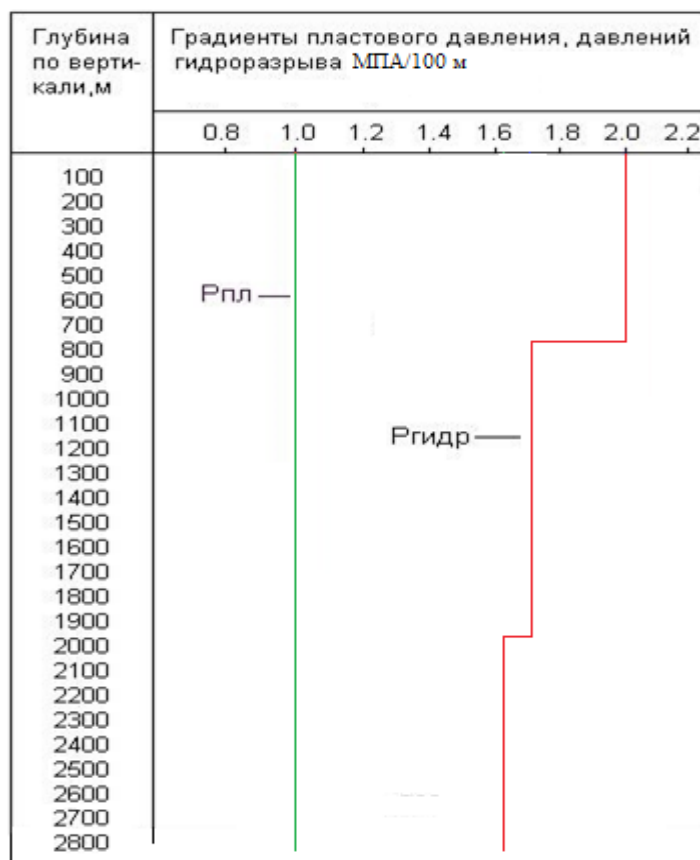


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

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

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается для предотвращения размыва устья скважины и перекрытия четвертичных отложений, таких как почвенно-растительного слоя, неустойчивых глин и суглинков. 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: 820 м.

Принимаем глубину спуска кондуктора: 840 м.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3231 метров.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Выбор интервалов цементирования представлен в таблице 9.

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	825	50	840	0	840
Эксплуатационная колонна	825	2835	840	3231	690	3231

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

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

Исходя из того что проектируемая скважина является газовой то учитываем дебит по газу и по нему будет рассчитан диаметр эксплуатационной колонны.

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

Диаметры обсадных колонн и долот представлены в таблице 10.

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	840	244,5	295,3
Эксплуатационная	3231	146,1	215,9

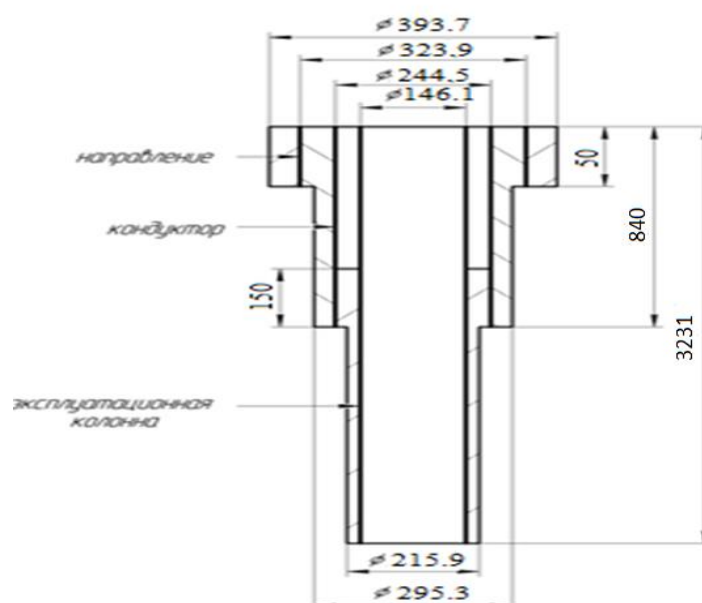


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

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 противовыбросового оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ и т.п. на изготовление	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса, т	
					Единицы	Суммарная
1	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	Противовыбросовое оборудование ОП5-230/80*35 (2 шт.-ПП, 1шт.-ПК) Колонная головка ОКК1-35-245*146	ГОСТ 13862-90	1	35	6,025	6,025
		ТУ 3665-002-31429576-97	1	35	0,680	0,680
Эксплуатационная	Колонная головка ОКК1-21-146*245	ТУ 3665-002-31429576-97	1	35	-	-
	Фонтанная арматура АФК 65х210	ТУ 26 –16 – 45 – 77	1	35	1,239	1,239
	Лубрикатор ЛМ-210	ТУ 26-16-153-83	1	35	0,430	0,430

2.3. Углубления скважины

Углубление (механическое бурение) – это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определённой скоростью и находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя скважины от выбуренной породы буровым раствором определённого качества, движущимся с некоторой заданной скоростью.

2.3.1. Выбор способа бурения

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

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	ВСП, применение ГЗД
50-840	Кондуктор	ВСП, применение ГЗД
840-3231	Эксплуатационная колонна	ВСП, применение ГЗД

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	50-840	840-3231
Шифр долота		Долото 393,7 GRDP545-R174	Долото БИТ 295,3 FD619SM	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	0-50	50-840	840-3231
G_1 , кН	36,48	27,36	32,9
G_2 , кН	39,37	38,4	47,5
G_3 или проект, тс	9,8	8	8

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	50-840	110
БИТ 215,9 ВТ 613	840-3231	140

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	50-840	840-3231
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		98	80	80
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		240	240	195
M _р , Н*м		4876	3103	2301
M _о , Н*м		196,9	147,7	108
M _{уд} , Н*м/кН		48,74	36,95	27,4

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

Таблица 18 –Технические характеристики запроектованных забойных двигателей

ГЗД	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	30-75	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	50-840	840-3231
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	73	45	17
Q_5 , л/с	75	62	38
Q_6 , л/с	75	75	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	76	71

Таблица 20 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-840	840-3231
Исходные данные			
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	89	54	26
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	75	75	38

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчета бурильной колонны

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ	172	9,45	1200
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	БТ–127 × 9,2	127	150	733
2	БТ–127 × 9,2	127	3064	102522
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
			Двигатель ДРУ-240РС	2450	10,14
			Переводник П 147/171	70	0,41
			Клапан обратный «БОКС-178»	43	0,44
			Шламоуловитель ШУ-172.000	305	3,33

		УБТ 178х80	1400	9
		БТ 147х13	566	26,15
		Σ	5004	50

В таблице 23 представлено проектирование КНБК для кондуктора.

Таблица 23 – КНБК под бурение кондуктора (0-840 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина без учета нипеля, м
	от	до			
1	0	840	Долото БИТ 295,3 FD619SM	83	0,41
			Калибратор 1-UCP 295,3	93	0,40
			Двигатель ДРУ-240РС ¹	2450	10,14
			Элемент телесистемы	360	9,45
			Удлинитель немагнитный		
			Элемент телесистемы Изолятор в сборе	210	2,30
			Шламоуловитель ШУ-172.000	305	3,33
			Клапан обратный «БОКС-178»	43	0,44
			Переводник П 133/147	58	0,42
			БТ 127х9,2	14455	463
			Калибратор 1-UCP 295,3	93	0,40
			БТ 127х9,2	10075	327
Σ			28225	817	

В таблице 24 представлено проектирование КНБК для эксплуатационной колонны.

Таблица 24 – КНБК под бурение эксплуатационной колонны (840-3231)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина без учета нипеля, м
	от	до			
1	840	3231	БИТ 215,9 ВТ 613	46	0,34
			ДРУ-172РС	1284	8,71
			Клапан обратный КОБК 178х35	51	0,41
			Переводник П 133/147	58	0,42
			Калибратор 215,9	170	0,9
			НУБТ	1200	9,45
			Телесистема	1416	11,45
			Калибратор 215,9	170	0,9
			Переводник Н 133/133	53	0,2
			ТБПК–127 ×9,2	5355	150
			Яс RDT-2НМ-172	733	6,8
			ТБПК–127 ×9	108535	3041
Σ			113071	3231	

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 25. В таблице 26 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 25 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
от	до							
0	50	1,18	50	75	100	10	9	2
50	840	1,2	50	75	120	10	9	2
840	2621	1,16	15	20	23	6	8	1
2621	3231	1,18	20	30	28	6	8	1

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	Глинистый Бентонитовый глино порошок, натрий-карбоксиметилцеллюлоза, гипан, сода кальцинированная, сода каустическая, бикарбонат натрия, НТФ
50	840	Глинистый Бентонитовый глино порошок, натрий-карбоксиметилцеллюлоза, гипан, сода кальцинированная, сода каустическая, бикарбонат натрия, НТФ, БСР.

840	3231	Полимерглинистый Полиариат натрия «Seurvey» марки FL, праестол 2540н, биополимер XanthanGUM, сода кальцинированная, сода каустическая, бикарбонат натрия, карбонат кальция, БСР.
-----	------	---

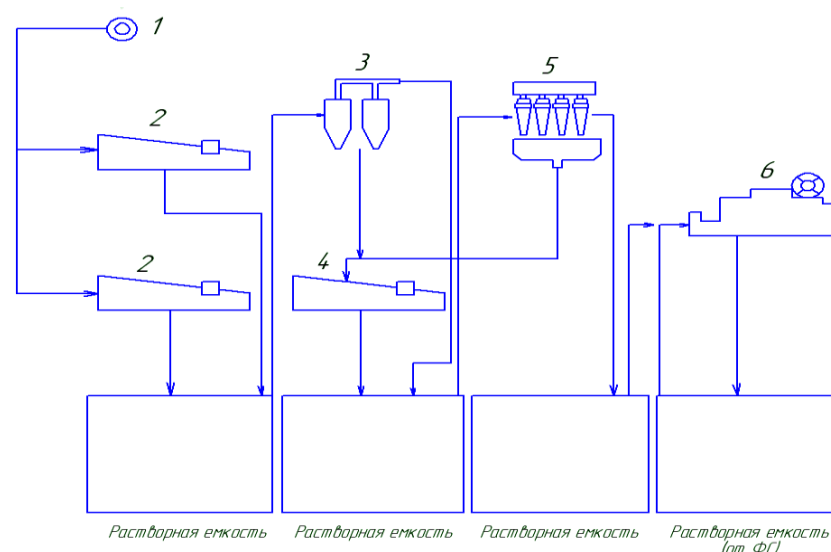


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора:

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

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

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

Таблица 27 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
3231	0,2159	1,25	28,36	49,9	2340
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па·с	τ_t , 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	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
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_t	
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	

При бурении эксплуатационной колонны в работе участвует один насос с диаметрами втулок 170 мм.

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 жидкостир _{прод} , кг/м ³	1010	плотность буферной жидкостир _{буф} , кг/м ³	1100
плотность облепченного тампонажного раствора р _{тробл} , кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности р _{трн} , кг/м ³	1900

Продолжение таблицы 29

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	863	глубина скважины, м	2836
высота столба буферной жидкости h_1 , м	500	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	240
высота цементного стакана h_{cm} , м	10	динамический уровень скважины h_d , м	1500

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.

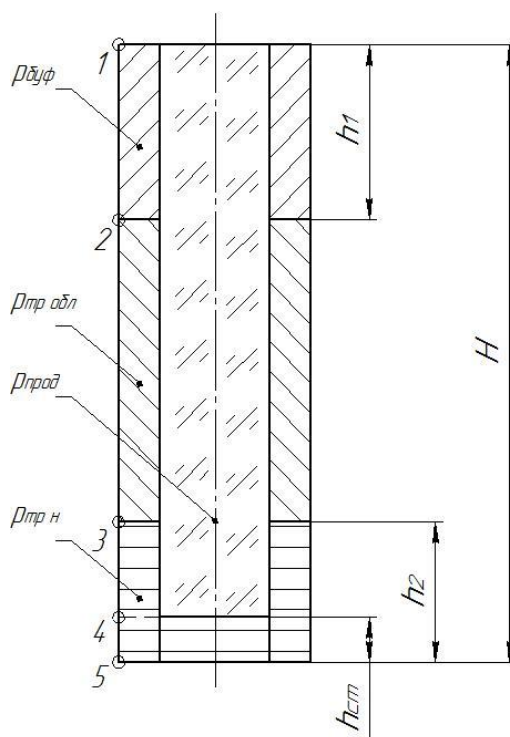


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

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

Таблица 30 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	674	2970,3	3221	3231
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,45	10,1	12,4	12,5

2 случай: конец эксплуатации скважины

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

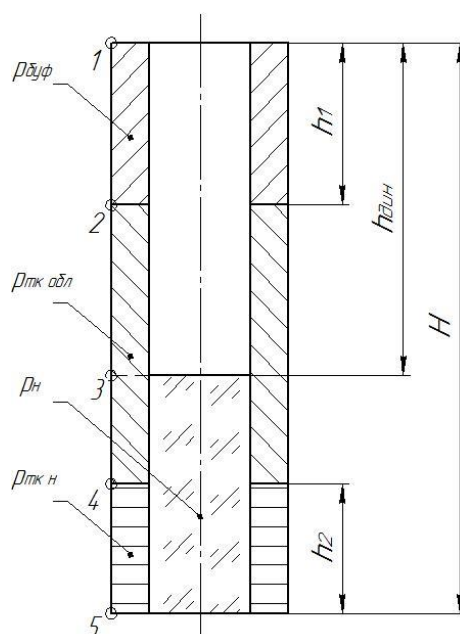


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

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

Таблица 31 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	674	1500	2970,3	3231
Наружное избыточное давление, МПа	0	5,5	16	18,05	19,39

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

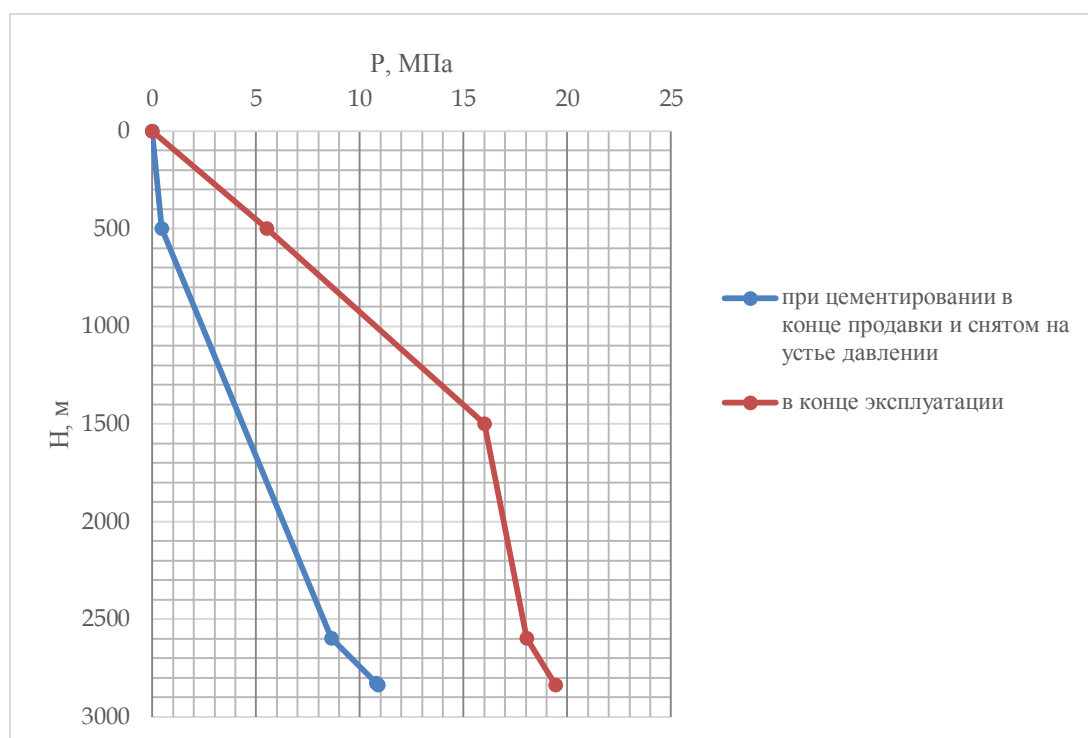


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

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.

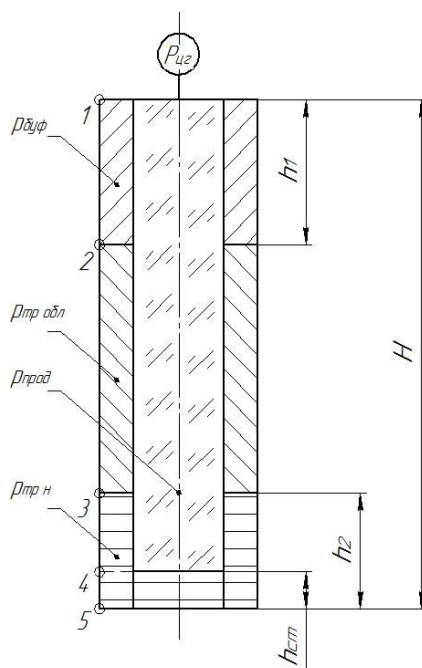


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

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	674	2970,3	3221	3231
Внутреннее избыточное давление, МПа	22,6	22,2	12,6	10,3	10,3

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	674	2970,3	3231
Внутреннее избыточное давление, МПа	20,2	19,7	18,7	17,6

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

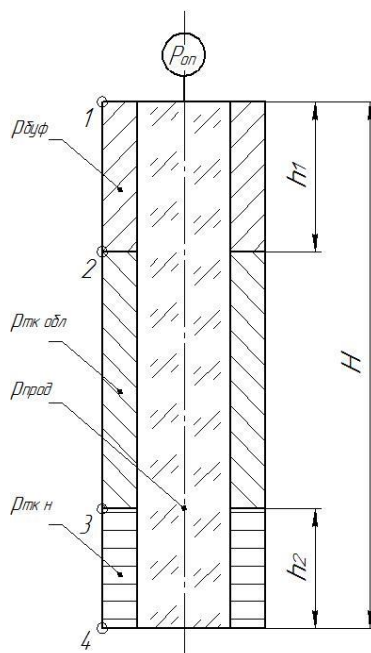


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

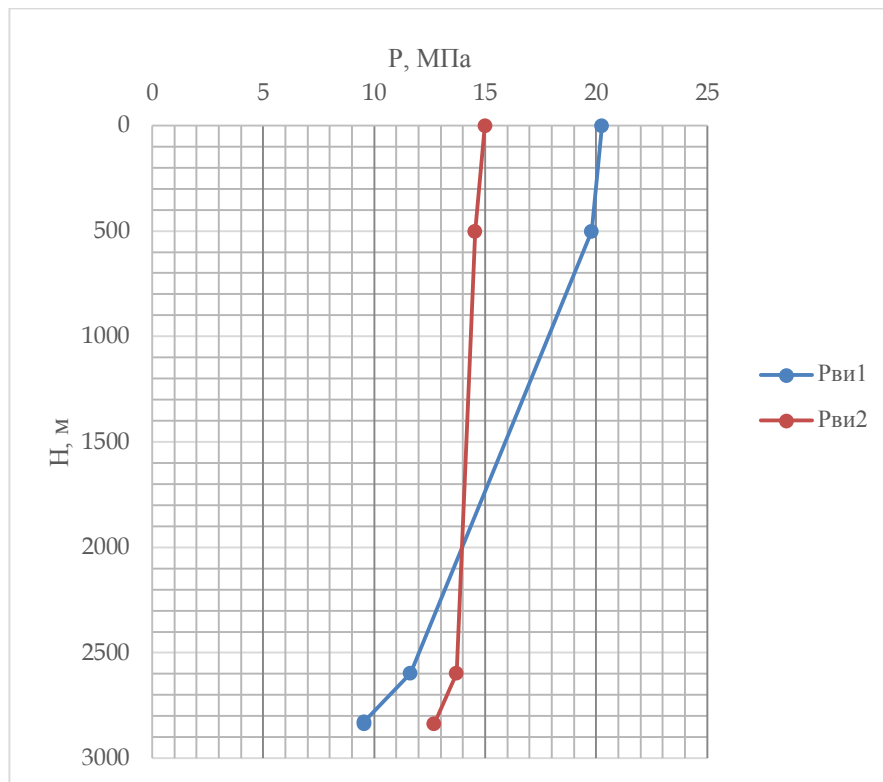


Рисунок 11– Эпюра внутреннего избыточного давления

Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 34 представлена рассчитанная характеристика обсадной колонны.

Таблица 34 – Характеристика обсадных колонн

№	Длина, м	Суммарная длина, м	Группа прочности	Вес, т	Суммарный вес, т	Толщина стенок, мм
1	3231	3231	Д	74,46	74,46	6,5

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2)$$

35,3 < 50,8 МПа. Условие (2) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

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	27,5
Продавочная	66,5

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, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1900 \text{ кг/м}^3$	7,2	9832	7,7
$\rho_{тробл}=1430 \text{ кг/м}^3$	70,1	52366	26,6
Сумма	77,3	62198	34,3

Гидравлический расчет цементировании скважины

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведена схема расположения цементировочного оборудования.

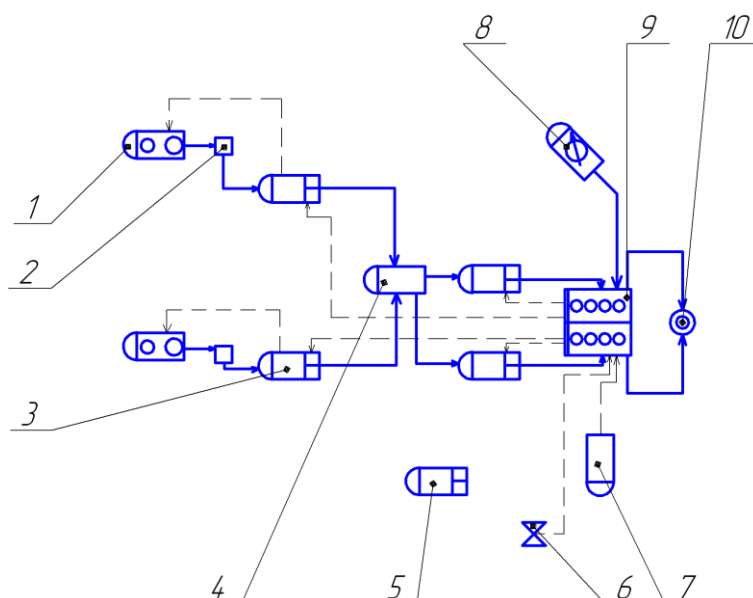


Рисунок 12 – Схема расположения цементировочного оборудования

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

Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

На рисунке 13 представлен график изменения давления на цементировочной головке.

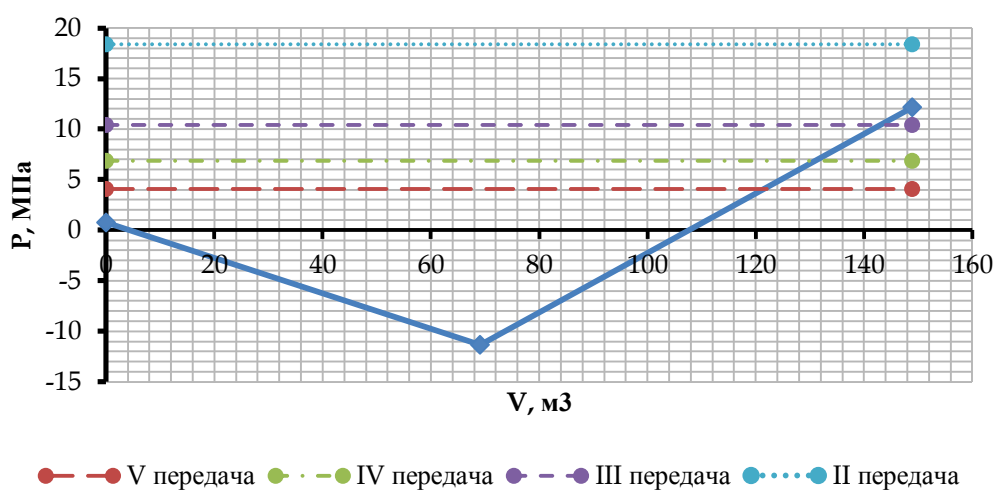


Рисунок 13 – График изменения давления на цементировочной головке

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

Таблица 37 – Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	12,1
IV	10,5
III	11,5
II	0,8

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
		1	Обратный клапан ЦКОДМ-146
		58	Центраторы ЦЦ-2-126/216
		1	Пробка ПРП-Ц-146

2.5.Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК1 – 65х21.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор ПК105-Э. Интервал перфорации составляет 6 м. Поскольку мощность пласта составляет 44 м по вертикали, то требуется не менее 7 спусков перфоратора для полного вскрытия пласта.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи струйных аппаратов, которые обеспечивают требуемую депрессию путем снижения давления в подпакерной зоне до значений, меньших гидростатического. Струйный аппарат представленный на рисунке 14 выполняет функцию насоса, создающего разрежение за струей на выходе насадки.

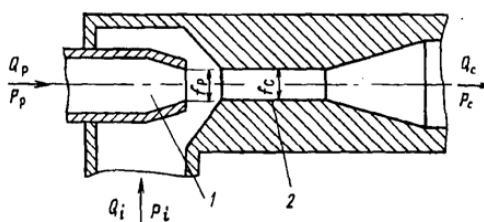


Рисунок 14 – Схема струйного аппарата:

1-рабочая насадка; 2-камера смешивания с диффузором.

2.6.Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, исходя из опыта ранее пробуренных скважин бурение осуществляется при оснастке 5х6, при этом грузоподъемность установки БУ-3900/225 ЭК-БМ – 225 тс. 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 ($G_{кр}$)	225		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.			

3. Специальная часть

Для эффективного управления процессом бурения скважин необходимо знание фактических режимов бурения, параметров траектории на забое скважины, технологических параметров в призабойной зоне для предупреждения аварийных ситуаций. Определение этих показателей по данным наземных приборов или во время остановок бурения сопряжено со значительными погрешностями или вообще невозможно.

В 1963г. в бывшем СССР впервые была разработана система автоконтроля комплекса глубинных параметров САКГП-63 для электробурения с передачей на поверхность информации о зенитном угле, угле установки отклонителя, давлении и температуре на забое, напряжения на зажимах электробура во время бурения. Постоянные усовершенствования этой системы привели в конце 60-х годов к разработке Харьковским СКТБ ПЭ «Потенциал» и институтом электромеханики при участии ВНИИБТ телеметрической системы СТЭ, регистрирующей следующие параметры:

- зенитный угол;
- азимут;
- положение отклонителя;
- нагрузка на долото;
- число оборотов электробура;
- крутящий момент.

В начале 60-х годов в США впервые были исследованы возможности гидравлического канала связи, а в 1972 г. фирмой «Мобил Ойл» начата конструкторская разработка телеметрической системы. Несколько позже к разработке подключились специалисты фирмы «Шлюмберже». Общими усилиями двух фирм в 1974г. система для измерения семи забойных параметров (азимут, зенитный угол, положение отклонителя, температура,

частота вращения, нагрузка на долото, крутящий момент) была испытана при проводке наклонно направленных скважин.

Наклонно-направленное бурение давно стало основным видом бурения, как на суше, так и на море при бурении скважин с платформ различных типов. Одновременно с развитием наклонно-направленного бурения существует тенденция повышения требований к точности попадания забоя скважин в заданную точку и к соблюдению проектного профиля скважины. В связи с этим возникает необходимость обеспечения эффективного контроля пространственного положения ствола скважины. Последнее является задачей инклинометрии.

Создание телеметрических систем контроля за положением отклонителя, забойными параметрами ствола скважины в процессе бурения (включая устройства управления режимами бурения) придало значительный импульс научно-техническому прогрессу в области бурения скважин на нефть и газ. В настоящее время телеметрические системы контроля в сочетании с методико-математическим и программным обеспечением дали технологам небывалые возможности, в корне изменив методы их работы.

Появление в последние десятилетия скважин со сложной траекторией, горизонтальных, многозабойных, и необходимости восстановления бездействующих скважин путем бурения дополнительных стволов показало, что успешное бурение подобных скважин без телеметрических систем невозможно. Помимо инклинометрических датчиков ТС должны оснащаться датчиками технологических и геофизических параметров, позволяющих проводить горизонтальные стволы в непосредственной близости к газонефтеводным контактам в границах продуктивного пласта, диагностировать и предупреждать аварийные ситуации.

3.1. Теоретическая часть

В целом, под забойной телеметрической системой (ЗТС), понимают комплекс технических и технологических средств, предназначенных для контроля комплекса угловых параметров пространственной ориентации твердых тел по отношению к базисной системе координат, связанной с Землей.

В бурении скважинные телеметрические системы используются для контроля комплекса угловых параметров пространственной ориентации траектории скважин и скважинных объектов – азимута α , зенитного угла θ (угла отклонения от вертикали) и визирного угла ψ (угол поворота скважинного прибора вокруг своей продольной оси)

В общем случае телеметрические системы осуществляют измерение первичной скважинной информации, ее передачу по каналу связи забой — устье, прием наземным устройством, обработку и представление оператору результатов обработки. Существующие телесистемы включают следующие основные части:

- забойную аппаратуру;
- наземную аппаратуру;
- канал связи;
- технологическую оснастку (для электропроводной линии связи);
- антенну и принадлежности к ней (для электромагнитного канала связи);
- немагнитную УБТ (для телесистем с первичными преобразователями азимута с использованием магнитометров);
- забойный источник электрической энергии (для телесистем с беспроводной линией связи).

Забойная часть телесистемы включает первичные преобразователи измеряемых параметров, таких как:

- первичные преобразователи (ПП) направления бурения;
- ПП геофизических параметров приствольной зоны скважины;
- ПП технологических параметров бурения.

К первичным преобразователям направления бурения относятся:

- ПП зенитного угла в точке измерения (α);
- ПП азимута скважины (j);
- Установки углаотклонителя (γ).

К первичным преобразователям технологических параметров бурения можно отнести датчики, измеряющие параметры процесса бурения:

- осевую нагрузку на долото (G);
- момент (M) реактивный или активный;
- частоту вращения (n) долота;
- давление внутри и снаружи бурильной колонны;
- другие, по желанию заказчика, а также в зависимости от

аппаратурных возможностей телесистемы.

Данные от первичных преобразователей через коммутатор поступают на аналого-цифровой преобразователь (АЦП), затем через кодирующее устройство (КУ), усилитель-передатчик поступают в канал связи. На поверхности закодированная различными способами информация расшифровывается в обратном порядке и поступает на системы отображения и обработки для принятия решений по технологическому режимов

3.2. Принцип работы электромагнитного канала связи

Системы с ЭМКС используют электромагнитные волны (токи растекания) между изолированным участком колонны бурильных труб и породой. На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе между бурильной колонной и приемной

антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки

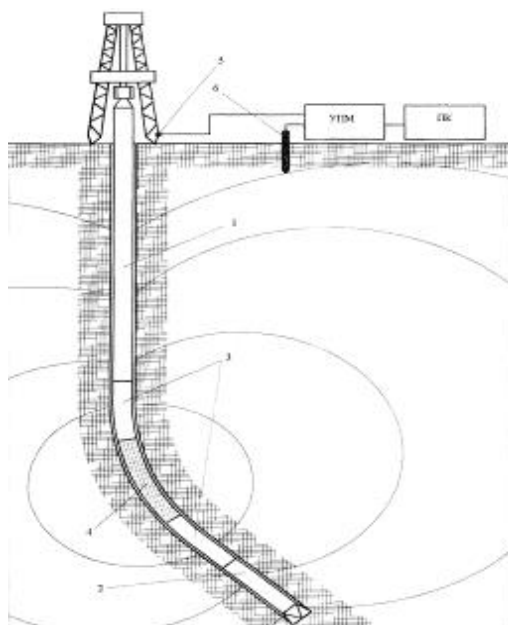


Рисунок 15— верх буровой колонны; 2 — низ буровой колонны; 3 — прибор скважинный; 4 — диэлектрическая вставка; 5 — место подключения УПМ; 6 — антенна

К преимуществам ЭМКС относится несколько более высокая информативность по сравнению с гидравлическим каналом связи.

К недостаткам— дальность связи, зависящая от проводимости и перемежаемости горных пород, слабая помехоустойчивость, сложность установки антенны в труднодоступных местах. Учитывая недостатки применяемых каналов связи, необходимо их совершенствовать, а также разрабатывать новые каналы, так как разнообразные горно-геологические условия, различные технико-технологические аспекты проводки скважин и экономические факторы предъявляют более высокие требования к информативности процесса бурения. Представляет интерес возможность использования комбинированного канала связи. Суть этого вида связи заключается в использовании нескольких каналов связи одновременно — как вариант, это могут быть гидравлический, электромагнитный, механический и

частично электропроводный, например, как ретранслятор. Для реализации этого вида связи в телеметрической системе устанавливаются гидравлический пульсатор и электромагнитный передатчик. Информация принимается на поверхности обычным способом для этих каналов связи. По механическому каналу связи принимается информация по вибрации долота. Электропроводной канал может быть использован для частичного погружения в колонну бурильных труб или за трубами для приема и ретрансляции ослабленных информационных сигналов от телеметрической системы при больших глубинах. Применение комбинированного канала связи позволит частично решить многолетние споры о перспективности дальнейшего использования того или иного канала связи забой

3.3. Телесистема СИБ 2.2

Сокращения:

Система СИБ-2.2 используется при турбинно-роторном бурении наклонно-направленных нефтегазовых скважин.

Система СИБ-2.2 обеспечивает:

- измерение, расчет и формирование инклинометрической (навигационной), технологической, технической, специальной и геофизической информации с помощью ПС
- передачу информации по силовому каналу данных от ПС в КНА в процессе бурения;
- регистрацию информации во флеш-памяти ПС;
- визуализацию и регистрацию полученной информации в реальном времени в КНА;
- накопление, хранение и обмен информацией КНА с дополнительным оборудованием;

- считывание информации из флеш-памяти после подъёма ПС.

Инклинометрическая информация используется для контроля и управления строительством скважины в процессе бурения.

Условия эксплуатации ПС:

- температура окружающей среды от плюс 5 до плюс 105 °С;
- максимальное гидростатическое давление 60 МПа;
- максимальные растягивающие и сжимающие напряжения 1930 кН;
- максимальный вращающий момент, не более 40 кН·м;
- расход промывочной жидкости от 24 до 70 л/с;
- допустимая скорость вращения в составе компоновки буровой колонны 120 об/мин;
- максимальное содержание песка в буровом растворе, не более 1 %.

Условия эксплуатации КНА:

- температура окружающей среды от плюс 10 до плюс 45 °С;
- относительная влажность воздуха должна быть при плюс 30 °С, не более 90 %.

Система СИБ-2.2 состоит из двух частей:

- забойной части (прибора скважинного);
- наземной части (комплекта наземной аппаратуры).

Наименование и обозначение составных частей системы СИБ-2.2 указаны в таблице 40.

Таблица 40 - Наименование и обозначение составных частей системы СИБ-2.2

Наименование составных частей системы СИБ-2.2	Обозначение составных частей системы СИБ-2.2
Прибор скважинный (ПС)	ШКМБ 2.728.007
Комплект наземной аппаратуры (КНА)	ШКМБ 2.709.004

Габаритные размеры СИБ -2:

- длина(с диамагнитным разделителем) - 8630 мм
- диаметр - 170 мм

Забойная телеметрическая система СИБ -2.2 показана на рисунке 16.



Рисунок 16 - Забойная телеметрическая система СИБ -2.2

Устройство и работа системы СИБ-2.2.

Схематичный вид системы СИБ-2.2 при её эксплуатации (в процессе тестирования, настройки режимов работы, при бурении скважины) представлен

на рисунке .МС, МИ и МГ подключенные последовательно друг к другу, условно называются блоком электронным (БЭ) прибора скважинного.

С помощью ПС в системе СИБ-2.2 формируются данные инклинометрических, технологических и технических параметров. Данные параметров сохраняются во флеш-памяти ПС. Часть данных преобразуется в модулированный электрический сигнал низкой частоты и передаётся от ПС в КНА по силовому каналу данных (далее - СКД). Структурная схема, поясняющая назначение СКД в системе СИБ-2.2 приведена на рисунке 17.



Рисунок 17 - Схема, поясняющая принцип работы СКД

Торцевые части ПС электрически изолированы друг от друга и соединены соответственно с верхней и нижней частями буровой колонны. ПС формирует модулированный электрический сигнал между верхней и нижней частями буровой колонны, что вызывает ток, распространяющийся через породу. Часть тока, распространяющегося к поверхности, принимается антеннами КНА. Данные передаются от ПС в КНА пакетами. Начало пакета обозначается синхропосылкой, затем следуют номер пакета (маркер) и набор параметров, определяемый номером пакета. Поступающие в КНА данные регистрируются на компьютере и отображаются в окнах программы автоматизированного контроля и управления процессом бурения скважин SibReceiver (далее – программа SibReceiver

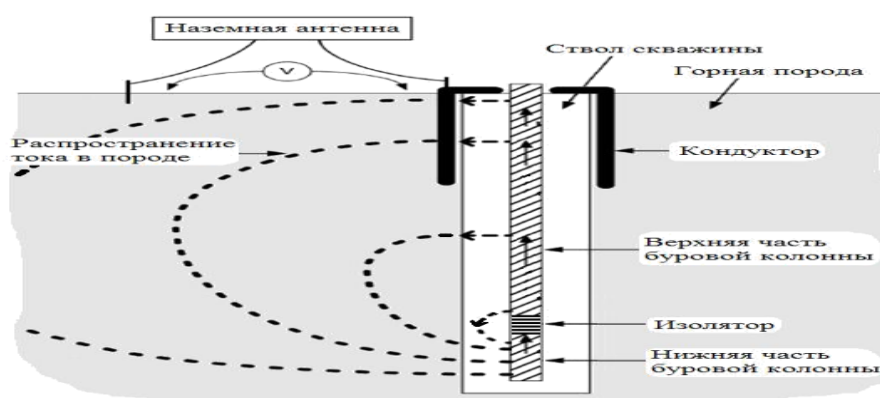


Рисунок 18– Схема принципа работы системы СИБ- 2.2

Режимы измерений системы СИБ-2.2

В системе СИБ–2.2 используются два режима измерения инклинометрических параметров:

- режим измерения «В статике»;
- режим измерения «В динамике».

Измерения «В статике» производятся после снятия питания с ПС не позднее 45 с. Точность измерений зависит от состояния покоя ПС на протяжении замера и отражается параметром DMT7. Данные статического замера передаются в виде параметров, сгруппированных в стартовые пакеты.

Измерения «В динамике» производятся при циркуляции бурового раствора и передаются в виде параметров, сгруппированных в циклические пакеты. Наборы циклических пакетов начинают передаваться после передачи стартовых пакетов.

Наборы пересылаемых пакетов устанавливаются в ПС при его настройке в процессе подготовки к работе с помощью программы SibTuner.

В процессе работы ПС осуществляется переход с гравитационных наборов пакетов на магнитные и наоборот, в зависимости от выбора варианта настройки опции «Переключение пакетов с магнитных на гравитационные» с помощью программы SibTuner по пункту 2.2.9.

Если выбран вариант «По статическому зениту», то переход с гравитационных наборов пакетов на магнитные и наоборот всегда определяется статическим зенитом. В данном варианте условия перехода наборов пакетов следующие:

- при зенитном угле менее 5°, ПС передаёт наборы пакетов с магнитнымотклонителем MTF;
- при зенитном угле равно или больше 5°, ПС передаёт наборы пакетов с гравитационнымотклонителем GTF;

Переход с магнитных отклонителей на гравитационные и обратно осуществляется только после выполнения режима измерения «В статике».

Если выбран вариант «По роторному зениту», то условия перехода наборов пакетов изменятся. Переключение с гравитационных наборов пакетов на магнитные и наоборот могут происходить в конце передачи циклической последовательности, в зависимости от величины роторного зенита. В данном варианте в алгоритме переключения имеется гистерезис:

- переключение с магнитных пакетов на гравитационные происходит, когда роторный зенит равен или больше 5° ;
- переключение с гравитационных пакетов на магнитные происходит, когда роторный зенит становится меньше 4° .

Переключения происходят только в конце набора пакетов (в конце стартовой или циклической последовательности пакетов).

Критерии оценки качества полных (покомпонентных) статических замеров приведены в приложении Б. Критерии оценки, ориентированы на работу с пакетами, содержащими компоненты для полного замера (G_x , G_y , G_z , V_x , V_y и V_z).

3.4. Гидравлический канал связи (ГКС)

Телесистемы с ГКС отличаются от других наличием в них устройства, создающего в потоке бурового раствора импульсы давления. Для генерирования импульсов давления в буровом растворе используются несколько различных по типу устройств. Сигнал, создаваемый ими, подразделяется на три вида: положительный импульс, отрицательный импульс или непрерывная волна. Положительные импульсы генерируются путем создания кратковременного частичного перекрытия нисходящего потока бурового раствора. Отрицательные — путем кратковременных перепусков части жидкости в затрубное пространство через боковой клапан.

Гидравлические сигналы, близкие к гармоническим, создаются с помощью электродвигателя, который вращает клапан пульсатора. Гидравлические импульсы со скоростью около 1250 м/с поступают по столбу бурового раствора на поверхность, где закодированная различными способами информация декодируется и отображается в виде, приемлемом для восприятия оператором. Предпочтение в применении телесистем с ГКС базируется как на относительной простоте осуществления связи по сравнению с другими каналами связи, так и на том, что этот канал не нарушает (по сравнению с ЭКС) технологические операции при бурении и не зависит от геологического разреза (по сравнению с ЭМКС). Недостатки данного канала связи — низкая информативность из-за относительно низкой скорости передачи, низкая помехоустойчивость, последовательность в передаче информации, необходимость в источнике электрической энергии (батарея, турбогенератор), отбор гидравлической энергии для работы передатчика и турбогенератора, невозможность работы с продувкой воздухом и аэрированными жидкостями.

3.5. Телеметрическая система 650 MWD

Устройство и принцип работы станции ЗТС

Стандартный передатчик последовательно генерирует потери давления бурового раствора, чтобы передавать полученные в скважине данные на поверхность. Эти импульсы создаются открытием и закрытием внутреннего клапана, который открывается на короткий промежуток времени и тем самым пропускает небольшой объем бурового раствора из внутренней части бурильной колонны в затрубное пространство. Тем самым создается небольшое изменение давления внутри бурильной колонны, которое регистрируется на поверхности как относительно малое (2-3,5 атм.) падение давления в напорной линии, и называется «импульсом отрицательного давления».

Наземная система состоит из датчиков и оборудования необходимого для получения сигнала от скважинного прибора, а также распознавания и обработки измеренных данных инклинометрии в скважине. Сигналы от скважинного модуля, через Датчик Давления в нагнетательной линии, поступают в Системный Интерфейсный Блок, где автоматически извлекаются из кривой давления, фильтруются и передаются на персональный компьютер. Полученный сигнал декодируется в измеренные значения отклонителя, зенита, азимута, температуры и контроля состояния забойного оборудования. Измеренные данные записываются в общую базу данных и выводятся на экран инженера по бурению и Индикаторный Пульт Бурильщика на столе ротора в режиме реального времени. Также полученные данные могут передаваться в геологическую службу заказчику и службу супервайзинга по каналам связи в международном формате VIDS.0.

Система сбора, установленная на буровой и в станции ЗТС, позволяет собирать, обрабатывать и хранить основные технологические параметры: давление и расход в нагнетательной линии, перемещение талевого блока, вес на крюке. Вывод измеренных и расчетных технологических параметров на монитор инженера по бурению и на стол буровой в режиме реального времени, позволяет контролировать процесс бурения и проводки скважины по заданной траектории. Кроме того, система контроля положения инструмента и режима бурения позволяет проводить привязку измеренных данных скважинными модулями (инклинометрия, ДМК, ГК и ИК) к глубине скважины по стволу и абсолютным отметкам в процессе бурения скважин и получения информации об угле установки отклонителя в процессе бурения с использованием утяжеленных бурильных труб (УБТ) диаметром от 6-3/4 до 8 дюймов (171-203 мм) и прирасходе бурового раствора от 225 до 650 галлон/мин (850-2460 л/мин).

Рабочая среда и характеристики системы 650 MWD.

Общая характеристика системы 650 MWD представлена в таблице 41.

Таблица 41– Общая характеристика системы 650 MWD

Расход	От 225 до 650 галлон/мин (852-2460 л/мин)
Плотность бурового раствора	До 18 фунт/галлон (2160 кг/м ³)
Содержание песка	Менее 2,0% (рекомендуется менее 1,0%)
Рекомендованная	В режиме инклинометрии – 200 ч
продолжительность работы MWD	В режиме определения УУО – 60 ч

Приведенные выше общие спецификации соотносятся в таблице 42.

Таблица 42 – Номограмма расходов

Расход	Удельный вес бурового раствора
От 225 до 500 галлон/мин	до 18 фунт/галлон
От 500 до 600 галлон/мин	до 14 фунт/галлон
От 600 до 650 галлон/мин	до 12 фунт/галлон

(1 галлон = 3,785 л, 1 фунт/галлон = 120 кг/м³)

Приблизительный перепад давления на воде в системе 650:

При 200 галлон/мин	105-115 фунт-с/кв. дюйм на воде
При 300 галлон/мин	135-155 фунт-с/кв. дюйм на воде
При 400 галлон/мин	170-220 фунт-с/кв. дюйм на воде
При 500 галлон/мин	170-240 фунт-с/кв. дюйм на воде
При 600 галлон/мин	200-245 фунт-с/кв. дюйм на воде
При 700 галлон/мин	235-260 фунт-с/кв. дюйм на воде
При 800 галлон/мин	265-310 фунт-с/кв. дюйм на воде
При 900 галлон/мин	300-370 фунт-с/кв. дюйм на воде
При 950 галлон/мин	320-390 фунт-с/кв. дюйм на воде

(1 галлон/мин = 3,785 л/мин, 1 фунт-с/кв. дюйм = 6,895 кПа)

Указанные перепады давления на воде включают увеличение перепада на 80 фунт-с/кв. дюйм (550 кПа) при пульсации. Для получения перепада

давления на буровом растворе разделите плотность раствора (в фунт/галлон) на 8,3 и умножьте результат на перепад давления, указанный выше.

Режим ориентации телесистемы MWD.

Для наклонно-направленного бурения необходимо, чтобы каждая телесистема ориентировалась в пространстве, имела свою точку отсчета. У каждого инклинометра есть своя ортогональная система координат (имеют оси Ox , Oy и Oz). Для того чтобы ориентировать ноль телесистемы, относительно кривого переводника на ГЗД, необходимо применять данную систему ориентации. Это позволяет вести направленное бурение в правильном направлении к заданной цели в пространстве.

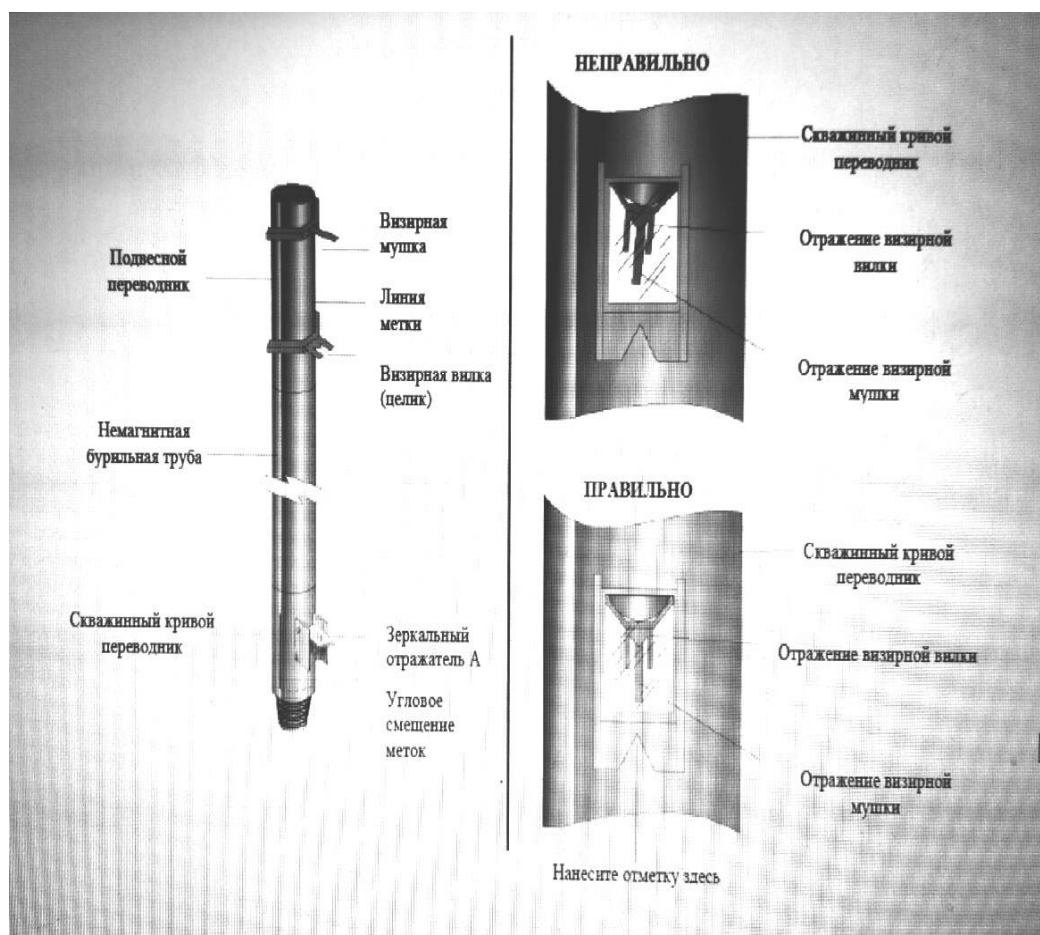


Рисунок 19 – Ориентация забойнойкомпановки.

Точного соблюдения этой процедуры не требуется. Многие бурильщики, занимающиеся наклонно-направленным бурением, предпочитают использовать другой метод в отличие от той процедуры, которая описана ниже.

Оператор системы MWD должен помочь бурильщику перенести линию отметки и подтвердить точность результатов.

Таблица 43-арактеристики телесистем:

Название телесистемы	MWD-650	СИБ 2.2	СИБ 2.1
<i>Тип канала связи</i>	Гидравлический	Электромагнитный	Электромагнитный
<i>Азимут</i>	$\pm 1,5$ для зенитного угла >10 и угла магнитного склонения <70	а) при зенитном угле от 1 до $2^\circ \pm 7,0^\circ$; б) при зенитном угле от 2 до $4^\circ \pm 4,0^\circ$; в) при зенитном угле от 4 до $6^\circ \pm 2,0^\circ$; г) при зенитном угле от 6 до $174^\circ \pm 1,5^\circ$;	при зенитном угле от 1° до $2^\circ \pm 7,0^\circ$; - при зенитном угле от 2° до $4^\circ \pm 4,0^\circ$; - при зенитном угле от 4° до $6^\circ \pm 2,0^\circ$; - при зенитном угле от 6° до $174^\circ \pm 1,5^\circ$;
<i>Точность зенитный угол</i>	$\pm 0,2$ для $0-180$	$\pm 0,15^\circ$	$\pm 0,15^\circ$
<i>Определение установки угла отклонителя магнитометрами°</i>	$\pm 2,8^\circ$		
<i>Определение установки угла отклонителя гравитометрами °</i>	$\pm 2,8^\circ$	при зенитном угле от 1 до $3^\circ \pm 10,0^\circ$; б) при зенитном угле от 3 до $6^\circ \pm 3,5^\circ$; в) при зенитном угле от 6 до $174^\circ \pm 2,0^\circ$;	при зенитном угле от 1° до $3^\circ \pm 10,0^\circ$; - при зенитном угле от 3° до $6^\circ \pm 3,5^\circ$; - при зенитном угле от 6° до $174^\circ \pm 2,0$
<i>Время обновления показаний положения отклонителя, сек.</i>	Каждые 14 с при передаче при $0,5$ Гц Каждые $8,75$ с при передаче при $0,8$ Гц		
<i>Расстояние от точки записи инклинометра до долота, м</i>	$6 + \text{КНБК}$	$4,5 + \text{КНБК}$	$4,7 + \text{КНБК}$

3.6. Угловое смещение инструмента

Угловое смещение инструмента представляет собой угол по часовой стрелке(если смотреть вниз)от метки на подвесном переводнике доотметкина

скважинном кривом переводнике. Угол измеряется на скважинном кривом переводнике от продолженной отметки на подвесном переводнике до отметки на кривом переводнике. Угловое смещение добавляется ко всем значениям угла установки отклонителя, передаваемым зондом и изображаемым на компьютере. Запишите все результаты измерений в сводке по долблению.

1. Измерьте и запишите полную окружность скважинного кривого переводника. Поместите конец нулевой отметки мерной ленты на продолженную отметку подвесного переводника. Оберните мерной лентой по часовой стрелке (если смотреть вниз) вокруг скважинного кривого переводника.

Примечание. Используйте мерную ленту с десятичными отметками или переведите дробные доли в десятичные числа.

2. Измерьте и запишите расстояние по часовой стрелке ОТ продолженной отметки на подвесном переводнике (метка карандашом) ДО отметки на скважинном кривом переводнике.

Всегда измеряйте смещение от продолженной отметки на подвесном переводнике по часовой стрелке (если смотреть вниз) до метки на скважинном кривом переводнике.

3. Расчет углового смещения проводите следующим образом:

Разделите расстояние до отметки на скважинном кривом переводнике на полную длину окружности и умножьте на 360.

Пример: 7,25 = расстояние от продолженной отметки подвесного переводника до отметки на скважинном кривом переводнике.

20,5 = длина окружности скважинного кривого переводника.

$$(7,25 : 20,5) \times 360^{\circ} = 0,3537 \times 360 = 127,31^{\circ}$$

4. Введите расчетное угловое смещение угла установки отклонителя в компьютер как положительное число от 0 до 360°. Угловое смещение будет добавляться ко ВСЕМ результатам измерения угла установки отклонителя, передаваемым из скважины.

5. Опускайте компоновку низа бурильной колонны до тех пор, пока подвесной переводник не достигнет уровня пояса оператора. Снимите визирные приспособления.

Применение забойных телеметрических систем (ТС) позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) и добиться снижения затрат на строительство и эксплуатацию скважин — основополагающих характеристик качества разработки месторождения. Многие современные достижения науки и промышленности связаны с выработкой технико-технологических решений, которые позволили бы реализовать эту совокупность условий на всех этапах освоения месторождения: от разведки и строительства скважин до окончания эксплуатации.

Одним из способов, обеспечивающих высокую эффективность добычи углеводородов, выступает строительство горизонтальных (наклонно-направленных) скважин с удаленным забоем, включая многоствольные (разветвленные) скважины. И в данном случае для достижения успеха при реализации проектных решений применение забойных ТС играет главенствующую роль. Именно внедрение ТС в течение двух последних десятилетий создало предпосылки для бурного развития строительства скважин с горизонтальным окончанием, бурения боковых стволов и в конечном счете увеличения добычи нефти.

Рассмотрены вопросы, касающиеся эффективности применения ТС при бурении наклонных скважин. Телеметрические системы являются весьма дорогостоящим оборудованием, ГИС составляют около 10-12% от стоимости скважины. Рассмотрим, не будет ли более экономически и технологически выгодно ограничиться применением методов периодического контроля инклинометрических параметров.

Конечно, не учитывались такие факторы, как износ бурового оборудования, неотработанные долота, дежурство геофизической партии во время исправительных работ. Также при бурении без ТС ухудшается качество

проводки ствола скважины. Пространственный профиль скважины имеет очень сложную траекторию из-за различных желобов и перегибов, связанных не только с исправительными работами, но и не совсем точными данными геофизической службы. В дальнейшем сложный пространственный профиль скважины повлечет за собой следующие последствия:

- затруднения при спуске обсадной колонны;
- увеличение количества спускаемых обсадных труб вследствие увеличения длины фактического профиля по сравнению с проектным;
- ухудшение качества цементирования колонны, что существенно сокращает МРП скважины;
- повышенный износ бурильных труб;
- повышенный расход бурового раствора;
- перерасход цементного раствора.

Без ТС возникает большая вероятность непопадания в круг допуска, что может повлечь за собой катастрофические последствия, а именно, нарушение сетки разработки.

Таким образом, подводя итог, можно сделать вывод о высокой целесообразности применения ТС при бурении наклонных и горизонтальных скважин, т.к. они позволяют успешно бурить скважины с большими отходами и избегать многих осложнений в процессе бурения и после него.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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

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

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

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

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

В таблице 44 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 44 - Данные и результаты расчета СПО

	направление	кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	1	4	5
Начальная глубина интервала, Н ₁ (м)	0	50	840
Конечная глубина интервала, Н ₂ (м)	50	840	3231
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	23,85	30,20	190
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	196	196	196
Длина свечи, L(м)	25	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{СП} (шт)	1	63,3	419,4
Количество поднимаемых свечей N _{ПОД} (шт)	1	102,7	466,4
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, Т _{1СВ} (мин)	2,5	2,5	2,5
Время спуска свечей, Т _{СП} (час)	0,04	2,6	17,5
Время подъёма свечей, Т _{ПОД} (час)	0,04	4,3	19
Время спуско-подъемных операций, Т _{СПО} (час)	43,9		

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 44.

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

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

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

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

Коммерческая скорость определяется по формуле:

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

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

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

Таблица 45 - Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	3231
Продолжительность механического бурения, t _М (час)	248
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом , t _{ПВР} (час)	48,7
Календарное время бурения, Т _К (час)	702,5
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	16,5
Механическая скорость бурения, V _М (м/час)	13
Рейсовая скорость бурения, V _Р (м/час)	9,5
Коммерческая скорость, V _К (м/ст.мес)	3311
Средняя проходка на долото по скважине, h _{ср} (м)	196

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 45, 46.

Таблица 46 - Продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Вид монтажа	Всего, сут.	В том числе				
		Строительно - монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание в открытом стволе	Испытание в колонне
Первичный	73,4	27,6	4	26,8	-	15
Передвижка 15 м	45,1	1,8	1,5	26,8	-	15
демонтаж	10	10	-	-	-	-

Таблица 47 – Продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе		
		Направление	Кондуктор	Эксплуатационная
Бурение	16,8	0,8	4,3	11,7
Крепление	10	1,4	4,2	4,4
Всего	26,8	2,2	8,5	16,1

Линейно-календарный график работ представлен в таблице 47.

Таблица 48 -Линейно-календарный график работ

Бригады участвующие в строительстве	Затраты времени	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные	Первичный монтаж-0,9 мес; передвижка-0,06 мес.												
Буровые	Строительство скважины-0,89 мес.												
Испытания и освоения	Испытание в колонне-0,5 мес.												
Вышкомонтажные	Демонтаж-0,33 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 28 дней по 12 часов в сутки, через 12 часов отдыха. Затем 28 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,	2 чел,
Сварщик	2 чел,
Лаборант	2чел.

4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице 48.

Таблица 49 - Общий расчет сметной стоимости геологического задания

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	Буровые работы (средний показатель за 3 предыдущие скважины)	Скв	1	181456900	181456900
1	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1.Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3629138
	2. Буровые растворы	м	3231	45500	147010500
	3.Работы по креплению	ч	240	32450	7788000
	4.Испытание и вызов притока	сут	15	33450	501750
	5.Геофизические работы (комплекс)			2200000	2200000
	Итого полевых работ: Σ1				161129388
	1. Организация полевых работ	%	1,2	от Σ 1	1933552
	2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ 1	2416940
	Итого расходов А: Σ 2				165479881
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	33095976

Продолжение таблицы 49

	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	21512384
	Итого расходов Б: Σ 3				54608360
	Итого основных расходов А+Б				220088241
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	30812353
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	37635089
	Итого по расчету:				288535683
	Компенсируемые затраты				
4	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1289035
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	4964396
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	13238390
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	8273994
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	6602647
	ИТОГО себестоимость проекта				322904145
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				381026891

5. Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы является технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3231 м на Соимлорском нефтегазовом месторождении.

Рассмотрим опасные и вредные факторы, которые возникают при обслуживании бурового оборудования в таблице 49.

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

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Обслуживание Буровых Установок	1. Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе. 2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды (попутный газ, сероводород). 3. Повышение уровней шума; 4. Повышение уровней вибрации. 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. Биологические: вирусы переносимые насекомыми, дикие животные. 2. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 4. Электрический ток. 5. Механические травмы. 6. Пожары. 7. Взрывы.	МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» МР 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования

Продолжение таблицы 50

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

5.1. Анализ вредных производственных факторов

Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе.

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

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

запрет на работу при ненормальных метеоусловиях.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.

Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования". Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (распираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". При приготовлении бурового раствора необходимо использовать распираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

Превышение уровня шума и вибрации.

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

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

Шум на рабочем месте не должен превышать 80дБА [Сан.Пи.Н] и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Для уменьшения уровня шума действующего на рабочих используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

На рабочих находящихся на буровой установке действует транспортно-технологическая вибрация (категория 2). Для борьбы с вибрацией на объекте

производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Нормы освещённости представлены в таблице 50.

Таблица 51 - Нормы освещённости

Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд и подразряд зрительной работы	Места установки светильников	Рабочее освещение	Аварийное освещение
			освещённость, лк	
1	2	3	4	5
Роторный стол	2	На ногах вышки на высоте 4м (для вышки 41м) и 6 м (для вышки 53м), под углом 45-50 ⁰ Над лебедкой на высоте 4 м, под углом 25-30 ⁰ к вертикали	100	10
Щит контрольно-измерительных приборов	3	Перед приборами	75	10
Полати верхового рабочего	2	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5м от пола полатей, под углом не менее 50 ⁰	30	10
Путь движения талевого блока	4	На лестничных площадках . По высоте вышки, под углом не менее 65-70 ⁰	30	10
Кронблок	4	Над кронблоком	25	10
Приемный мост	4	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	10	10
Лестницы, марши сходы	4	На лестничных площадках, ногах вышки	10	10
Помещение вышечного блока	2	На высоте не менее 6 м	75	10
Помещение насосного блока	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Глиномешалки	3	На высоте не менее 3 м	75	10
Превенторная установка	3	Под полом буровой	75	10
Желобная система	5	На высоте не менее 3м на всем протяжении желобов	10	10
Площадка горюче-смазочных материалов	5	На высоте не менее 3м	10	10

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

5.2. Анализ опасных производственных факторов

Биологический фактор.

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

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов и т.п. ограждаются или заключаются в кожухи. Такое оборудование оснащается системами блокировки с пусковыми устройствами,

исключающими пуск его в работу при отсутствующем или открытом ограждении. Соответствующее требование устанавливается техническими заданиями на разработку и изготовление оборудования.

Ограждение должно быть быстросъемным и удобным для монтажа.

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

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

Поражения электрическим током.

Источником энергообеспечения буровых работ является ЛЭП 6кВ от ДЭС.

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

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

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

- применение блокировочных устройств;

- применение защитного заземления буровой установки;

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

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

Механические травмы на буровой установке.

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

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

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

Источники воспламенения:

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

Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважин каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности. Противопожарные щиты

располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

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

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

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

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

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

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

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

Взрывы возможны при:

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

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- Исключить наличие источников воспламенения.
- Исключить наличие на объекте горючих веществ;
- Все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторкратное давление. Также должны быть установлены различные контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, говорящие о величине давления, под которым находится сосуд.

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

5.3. Экологическая безопасность

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице 51.

Таблица 52 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

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

Продолжение таблицы 52

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

Продолжение таблицы 52

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

Разработка мероприятий по охране окружающей среды.

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

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

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого поселка;
- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

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

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

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

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое";
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

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

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

5.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

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

Противопожарная безопасность.

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

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

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

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

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

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются в насосной, в котельной, на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. В таблице 51 представлена укомплектованность пожарного щита.

Таблица 53 - Укомплектованность пожарного щита

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

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

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

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

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

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

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

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

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

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

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;
- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;
- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;
- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;
- порядок оформления технической документации;
- передовой опыт в области техники и технологии строительства скважин;
- проектирование и планирование буровых работ;
- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;
- основы экономики и организации производства, труда и управления;
- основы трудового законодательства;
- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

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

Заключение

В дипломной работе представлены данные для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Соимлорском нефтегазовом месторождении. Представлены данные географического положения – экономических показателей и геологических характеристик района работ. Рассмотрены: нефтегазодность месторождения, различные осложнения. Указаны исследовательские работы. По полученным данным произведен расчет профиля скважины и описана конструкция. Просчитаны и выбраны данные по углублению скважины. Спроектировано заканчивание скважины. В специальной части описывается сравнение бурения скважин с применением телеметрических систем. Указано сравнение телесистемы MWD-650 и СИБ 2.2. Рассмотрена экономическая часть и социальная ответственность. Анализ вредных и опасных производственных факторов

Список использованных источников

1. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. – М.: Недра, 1987. – 156 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб.пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
3. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.– М.: недра, 1996.
4. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 280 с.
5. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 388 с.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ВНИИТнефть, 1998. – 144 с.
7. Телеметрическая система 650 MWD Руководство по скважинному оборудованию. Отдел обучения компании Sperry-Sun Halliburton, 15 ноября 2000г.
8. Редутинский Л.С. Расчёт параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.
9. РАБОЧИЙ ПРОЕКТ НА БУРЕНИЕ скважина 50скв 5 Соимлор от 22.09.2016
10. Середа Н.Г., Соловьёв Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1988. – 359 с.
11. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
12. ГОСТ 12.0.004-90 Организация обучения безопасности труда.
13. РД 34.21.122-87 Инструкции по молниезащите зданий и сооружений.

14. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
15. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – Уфа. №2, 2016.
16. ОСТ 51-01-03-84 Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морскойнефтегазодобыче. Основные требования к качеству очистки.
17. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
18. РД 39-0147103-376-86 Табель технического оснащения участков по аварийно-восстановительному ремонту промысловых трубопроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.
19. ШКМБ2.788.004_РЭ1_СИБ-2.2 Руководство по эксплуатации версия деакбрь 2016
20. Официальный сайт компании Роснефть [Электронный ресурс] / URL: <http://www.rosneft.ru>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. Дата обращения 04.17.2016.
21. <http://gerse.ru/service/MWD/>
22. <http://naukarus.com/razvitie-tehniki-i-tehnologiy-stroitelstva-skvazhin-v-surgutskom-ubr-1-oao-surgutneftegaz>