



**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 6425 МЕТРОВ НА КАРАЧАГАНАКСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

УДК 622.323:622.243.23(24:181 m 6425)(574)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Агзам Н.А.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит _____ 87 _____ с., _____ 13 _____ рис., _____ 39 _____ табл., _____ 21 _____ литературных источников, _____ 0 _____ прил.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СКВАЖИНА, ОСВОЕНИЕ, ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА, ДОЛОТА, БУРОВОЙ РАСТВОР, БУРОВАЯ УСТАНОВКА, БУРЕНИЕ, ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ, ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ВЫГОДА, ЭКОЛОГИЯ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Объектом исследования является (ются) Карачаганакское месторождение

Цель работы – проектирование технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины

Метод или методология проведения работы (исследование) и аппаратуры: геофизические исследования

Полученные результаты и их новизну: применение химических реагентов на полимерной основе бурового раствора

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: двух колонное строение скважины, простота конструкции, дешевизна

Степень внедрения: Западно-казахстанское область (Республика Казахстан)

Рекомендации или итоги внедрения результатов работы: Уменьшение количества осложнения в процессе сооружения скважины

Область применения: в процессе работы был составлен проект на бурение под эксплуатационно наклонно-направленную скважину проектной глубиной 6425метров

В процессе исследования проводились :технологические решения по построению наклонно-направленной скважины, построение геолого-технического наряда, построение компоновки низа бурильной колонны , рассмотрена специальная часть: вынос шлама из наклонно-направленных скважинах.

Экономическая эффективность значимость работы: в соответствии с экономическими требованиями проводимых работ, прибыль достигнута с положительными показателями

Прогнозные предположения о развитии объекта исследования (разработки):
Дальнейшее развитие месторождения

Дополнительные сведения (особенности выполнения и оформления работы и т.п.):
в процессе выполнения работы замечания исправлены, оформлено в соответствии с требованиями

THE REPORT

The final qualifying work contains 87 pages, 13 figures, 39 tables, 21 of literature sources, 0 app.

Key words: DEPOSIT, WELL, DEVELOPMENT, INTENSIFICATION OF THE FLOW, DRILLING, DRILLING SOLUTION, DRILLING UNIT, DRILLING, WELL CEMENT, WELL-FINISHING, ECONOMIC BENEFIT, ECOLOGY, SAFETY

The object of research is the Karachaganak field.

Construction of an operational directional well.

Method or methodology of work (research) and equipment: geophysical studies

The results obtained and their novelty: the use of chemical reagents on the polymer base of drilling mud

Main structural, technological and operational characteristics: two-column structure of the well, simplicity of construction, low cost

Degree of implementation: West Kazakhstan region (Republic of Kazakhstan)

Recommendations or results of the implementation of the results work: Reducing the amount of complications in the process of building a well.

Scope: in the process In the course of the research, the following were carried out: technological solutions for the construction of a directional well, the construction of a geological and technical order, the construction of the layout of the bottom of the drill string, and a special part was considered: removal of slurry from the slope -directional wells.

Economic efficiency of the work: in accordance with the economic requirements of the work carried out, the profit is achieved with positive indicators.

Forecasting assumptions about the development of the object of research (development): Further development of the field

Additional information (features of execution and registration of work, etc.): in the process of performing the work The remarks have been corrected, issued in accordance with the requirements of

Определения, обозначения и сокращения

- БК – бурильная колонна
- БР – буровой раствор
- БУ – буровая установка
- ВЗД – винтовой забойный двигатель
- ГЗД – гидравлический забойный двигатель
- ГТН – геолого-технический наряд
- ДНС – динамическое напряжение сдвига
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны
- КП – кольцевое пространство
- ММП – многолетнемерзлые породы
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента
- ОК – обсадная колонна
- ОЦР – облегченный цементный раствор
- ПАВ – поверхностно-активное вещество
- ПВО – противовыбросовое оборудование
- ПДК – предельно-допустимая концентрация
- ПЗП – призабойная зона пласта
- ПЗР – подготовительно-заключительные работы
- ПФ – показатель фильтрации
- СБТ – стальные бурильные трубы
- СКЦ – станция контроля цементирования
- СНС – статическое напряжение сдвига
- СПО – спускоподъемные операции
- СИЗ – средства индивидуальной защиты
- ТЭП – технико-экономические показатели
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы
- ЦА – цементировочный агрегат
- ЦСМ – цементосмесительная маш

Содержание	стр.
1. Общая и геологическая часть	7
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	7
1.2 Геологические условия бурения	9
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	12
1.4 Зоны возможных осложнений	13
1.5 Исследовательские работы	14
2. Технологическая часть	15
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	15
2.2 Обоснование конструкции скважины	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	16
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	22
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	24
2.3 Углубление скважины	24
2.3.1 Выбор способа бурения	24
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	27
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	28
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора	29
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	30
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	33
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	35
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	36
2.4.1 Расчет обсадных колонн	36
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	37
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	39
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	41
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	41
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	42
2.4.2.2 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	42
2.4.2.4 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	42

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементированья скважины	43
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементовочного оборудования	43
2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	44
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	45
2.4.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	46
2.5 Выбор буровой установки	47
3. Анализ методов и технологии отчистки ствола направленных скважин от шлама	48
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия	53
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	54
4.3 Нормативная карта	56
4.4 Составление линейно-календарного графика	59
4.5 Расчет сметной стоимости сооружения скважины	59
5. Социальная ответственность	63
5.1 Производственная безопасность	63
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Карачаганакском нефтяном месторождении	64
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Карачаганакском нефтяном месторождении	68
5.2. Экологическая безопасность	72
Заключение	86
Список используемых источников	87

Введение

Дипломная работа выполнена на собранных материалах об Карачаганакском месторождении это нефтеносный участок, который расположен в Западно-казахстанской области (Республики Казахстан), на котором было произведено бурение под эксплуатационную скважину проектной глубиной 6425 метров в проект включены такие материалы как геолого-технический наряд под данную скважину и компоновка низа буровой колонны.

В дипломный проект были включены такие разделы как: геологическая, геофизическая часть, разрез данной скважины, условия для бурения и проводки скважины, возможные осложнения при бурении и эксплуатации скважины. Технологические решения по строительству скважины, режимы бурения, частоты вращения, осевые нагрузки, расходы и типы промывочной жидкости. Технические решения выбор буровой установки, выбор бурильной колонны, КНБК, и порода-разрушающего инструмента.

Проект содержит специальный вопрос о выносе бурового шлама из забоя в направленных скважинах, чтобы не возникали осложнения в процессе бурения скважины.

Экономическая часть проекта содержит все решения по экономической эффективности связанных с затратами на бурение, затраты на работы связанные с геофизическими исследованиями и д.р. а также заработной платой и прибылью от данного проекта.

Часть о социальной ответственности содержит вопросы связанные с соблюдением экологии и безопасности жизни деятельности человека.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Карачаганак
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	степь
Заболоченность	нет
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РК Западно- Казахстанской Бурлинский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	4,8 +44 – 43
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1-1,5
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	176
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	126
Азимут преобладающего направления ветра, град	юго-восто и сев- запад градус 135
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 6,2
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Средняя

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП- 35
Теплоснабжение	За счет ЛЭП -35
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по железным дорогам и асфальтированным дорогам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Березовка (3 км), Успеновка (9 км), Каратемир (8 км), Жанаталап (4 км), Карашыганак (6 км), Димитров (9 км), Жарсуат (9 км) и Бестау (4 км).



Рисунок 1. Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

Таблица 3 – Проектный стратиграфический разрез

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности и интервала (средневзвешенная величина)
от	до	название	индекс	угол		
(кровля)	(подошва)			град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	250	Четвертичный + триас	Q+N+T	-	-	1,25
250	4000	Иреньская свита	P ₁ kg ^{ir}	47	150	1,39
4000	4050	Филипповский гор.	P ₁ kg ^п	16	150	1,07
4050	4540	Артино-ассельский ярус	P ₁ as	16	150	1,11
4540	5180	Нижний карбон, серпуховский	C ₁ V ₂	16	150	1,08

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q+N+T	0	250	Почвенно-растительный слой, глины аргиллиты. Мергели. Пески песчанники.
P ₁ kg ^{ir}	250	2500	Соли.
P ₁ kg ^{ir}	2500	4000	Ангидриты
P ₁ kg ^п	4000	4050	Известняки
P ₁ as	4050	4220	Доломиты
P ₁ as	4220	4540	Известняки
C ₁ V ₂	4540	4820	Доломиты. Известняки
C ₁ V ₂	4820	5180	Доломиты.

Таблица 5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интер-вал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Пористость, %	Твердость, МПа	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q+N+T	0	250	Почвенно-растительный слой, глины аргиллиты. Мергели. Пески песчанники.	2,1	40	29	25	100	4-5	средней твердости
P ₁ kg ^{ir}	250	2500	Соли.	1,4	-	-	-	-	5-6	средней твердости
P ₁ kg ^{ir}	2500	4000	Ангидриты	2,3	30	26	19	340	5-6	средней твердости
P ₁ kg ^{II}	4000	4050	Известняки	2,6	34	17	14	390	6	твердые
P ₁ as	4050	4220	Доломиты	2,4	29	23	14-20	500	6	твердые
P ₁ as	4220	4540	Известняки	2,6	37	12	13	470	8	крепкие
C ₁ V ₂	4540	4820	Доломиты. Известняки	2,4-2,6	32	11	17	500-700	4	средней твердости
C ₁ V ₂	4820	5180	Доломиты.	2,4	24	25	14-20	800	4	средней твердости

Таблица 6 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, МПа		Порового, МПа		Гидроразрыва, МПа		Горного, МПа		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q+N+T	0	50	0	0,3	0	0,3	0	0,5	0	0,25	16,32
P_{1kg}^{ir}	50	600	6,9	6,9	6,9	6,9	12	12	0,25	0,25	29,35
P_{1kg}^{ir}	600	2500	16,08	16,08	16,08	16,08	27,1	27,1	0,25	0,25	59,52
P_{1kg}^{fl}	2500	4000	44,03	44,03	44,03	44,03	65,9	65,9	0,25	0,25	88,32
P_{1as}	4000	4050	50,7	50,7	50,7	50,7	81,7	81,7	0,25	0,25	89,28
P_{1as}	4050	4540	39,28	39,28	39,28	39,28	87,6	87,6	0,25	0,25	98,69
C_1V_2	4540	5180	41,8	41,8	41,8	41,8	99,8	99,8	0,25	0,25	110,98

Примечание: Данные взяты по расчетам физическим замерам в ранее пробуренных скважинах;

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица 7 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

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							
C ₁ V ₂	5050	5180	Поровые	0,651	2000	600	-
Газоносность							
P _{1as}	4050	4540	Поровые	0,865	-	-	-
C ₁ V ₂	4540	5050	Поровые	0,865	-	-	-
Водоносность							
Q+N+T	5	110	Трещин.	1,0784 - 1,1127	1,9 - 49	-	Общая минерализация от 117 до 189 кг/м ³ .

1.4. Зоны возможных осложнений

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
P_1kg^{ir} P_1kg^{fl} P_{1as} C_1V_2	3950 4050 4540	4000 4540 5180	Поглощение бурового раствора	Потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
$Q+N+T$ P_1kg^{ir} P_1kg^{fl} P_{1as} C_1V_2	0 1900 4050	200 4000 5180	Осыпи и прихваты	Прихваты из-за осыпей, сужения ствола скважины в отложениях солей горной породы.
P_{1as} P_{1as} C_1V_2 C_1V_2	4050 4540 5050	4540 5050 5180	Нефтегазоводопроявление	При вскрытии водонасыщенных пород -перелив раствора. При вскрытии газонасыщенных пород -разгазирование раствора. При вскрытии неф.н.пород - разгазирование раствора.
P_{1as}	4050	4540	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости и бурении наклонного ствола.
P_1kg^{fl}	2700	4000	Текучие породы	Несоответствие параметров бурового раствора.

1.5. Исследовательские работы

Таблица 9 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	6425	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом и в закрытом стволе . Во время остановок и во время процесса бурения.	ИК+ГК+АК+ГГКп+НГК ГГКп+ГК+АК+давление

Примечание:

1.ИК-индукционный каротаж; 2.ГК-гамма каротаж; 3.ГГКп-гамма гамма каротаж; 4.АК-акустический каротаж;

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Таблица 10 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	Трехинтервальный										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	6425			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					4		
Глубина вертикального участка скважины, м	4900			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град					-		
Отход скважины, м	100			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					-		
Длина интервала бурения по пласту, м	-			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м					-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град					16		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					-		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					16		
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	4900	4900	0	0	0	0	0	0	4900	4900
2	4900	4996	96	0	50	50	0	16	4900	5000	100
3	4996	6364	1368	50	50	100	16	16	5000	6425	1425
Итого	Σ		6364	Σ		100	-	-	Σ		6425

2.2. Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность числа обсадных колонн, их диаметров и глубин спуска, интервалов затрубного цементирования, а также диаметра скважины под каждую колонну.

Таблица 11 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

Параметр	Описание	Значение
Тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	нефтяная
Дебит, м ³ /сут	Значение проектного дебита рассматриваемого к разработке пласта	2000
$P_{пл}^{МАКС}$, МПа	Максимальное пластовое давление	50,7
L, м	Длина скважины	6425
$P_{ф}$, г/см ³	Плотность пластового флюида	0,651
$gradP_{гр}$, МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	12

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – Поровые.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание, доломиты, известняки).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k = 0,5-1$ мкм²;

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,014$ мкм². Таким образом, коллектор является высоко проницаемым, неоднородным по проницаемости.

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

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 41,8$ МПа (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

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

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (2.2.1.1)$$

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.

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 \cdot [K \cdot (P_{гор} - P_{пл}) + (P_{пл} - P_3)], \quad (2.2.1.2)$$

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 \cdot [0,44 \cdot (129,5 - 148,9) + (148,9 - 5,7)] = 299,3 \text{ МПа}$$

где K – коэффициент бокового распора, рассчитываемый по формуле:

$$K = \mu / (1 - \mu), \quad (2.2.1.3)$$

$$K = 0,31 / (1 - 0,31) = 0,44$$

где μ – коэффициент Пуассона;

Горное давление $P_{гор}$ в подошве продуктивного пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{гор} = grad_i P_{гор} \cdot h_i, \quad (2.2.1.4)$$

$$P_{гор} = 0,25 \cdot 5180 = 129,5 \text{ МПа.}$$

где $grad_i P_{гор}$ – градиент горного давления на i -ом интервале, МПа/м;

h_i – величина i -го интервала, м.

Таблица 12 – Коэффициенты Пуассона различных горных пород

Породы	Глины пластичные	Глины плотные	Глинистые сланцы	Известняки	Песчаники	Песчаные сланцы
Коэффициент Пуассона μ	0,41	0,30	0,25	0,31	0,30	0,25

Пластовое давление $P_{пл}$ в подошве продуктивного пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{пл} = grad P_{пл}^i \cdot h_i, \quad (2.2.1.5)$$

$$P_{пл} = 0,3 \cdot 50 + 6,9 \cdot 550 + 16,08 \cdot 1900 + 44,03 \cdot 1500 + 50,7 \cdot 50 + 39,28 \cdot 490 + 41,8 \cdot 6$$

40

$$= 148,9 \text{ МПа.}$$

где $grad P_{пл}^i$ – градиент пластового давления на i -ом интервале, МПа/м;

h_i – величина i -го интервала, м.

Минимальное забойное давление $P_з$ для нефтяных скважин рассчитывается по формуле:

$$P_з = \rho_n \cdot g \cdot (H_{нод} - h_{\partial}), \quad (2.2.1.6)$$

$$P_з = 0,651 \cdot 9,81 \cdot (5180 - 4283) = 5,7 \text{ МПа.}$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

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

$H_{нод}$ – глубина подошвы продуктивного пласта, м;

h_{∂} – динамический уровень в скважине в конце эксплуатации, м.

Если значение динамического уровня в скважине в конце эксплуатации в исходных геологических данных не приводится, то его значение необходимо рассчитать по формуле:

$$h_{\partial} = (2 \cdot H_{скв}) / 3, \quad (2.2.1.7)$$

$$h_{\partial} = (2 \cdot 6425) / 3 = 4283 \text{ м}$$

где $H_{скв}$ – глубина скважины.

$30 < 299,3 \text{ МПа}$.

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 колонной с обязательным цементированием и спуском хвостовика.

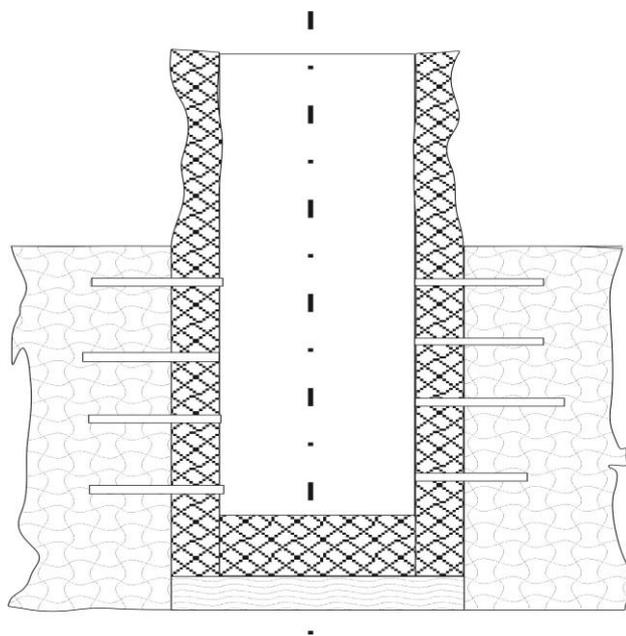


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Количество обсадных колонн зависит от количества проблемных горизонтов, а также от несовместимых условий бурения.

Под несовместимыми условиями бурения понимают такие сочетания условий, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащих интервалов вызовут осложнения в вышележащих интервалах, если их не закрепить обсадными трубами.

Глубина по вертикали, м.	Индекс стратиграфического подразделения	Характеристика давлений пластового (порового) и гидроразрыва пород	Градиент давления		Плотность бур. раствора, г/см ³
			пластового	гидроразрыва	
		Эквивалент градиента давлений			
		0,6 0,7 0,8 0,9 1,0 1,1 1,2 1,3 1,4 1,5 1,6 1,7 1,8 1,9 2,0			
0 - 50	Q+N+T		0,61	1	0,671 - 0,7
50 - 600	P _{1kg^{ir}}		1,15	2	1,2 - 1,26
600 - 2500			0,64	1,084	0,67 - 0,7
2500 - 4000			1,1	1,64	1,144 - 1,177
4000 - 4050		P _{1kg^d}		1,25	2,01
4050 - 4540	P _{1as}		0,86	1,92	0,89 - 0,92
4540 - 5180	C _{1V2}		0,8	1,93	0,832 - 0856

Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

После построения графика совмещенных давлений, мы видим что имеет необходимость спускать промежуточную колонну, так как наблюдаются несовместимые условия бурения, поэтому скважина будет иметь следующую конструкцию:

1) **Направление.** Направляющая колонна — первая обсадная колонна, которую опускают в верхнюю часть ствола, чтобы изолировать верхний наносный слой почвы и отвести восходящий поток бурового агента из ствола скважины в очистную систему. Глубина данной колонны составляет 50м.

2) **Кондуктор.** Кондуктор нам необходим в качестве дополнительной защиты, предотвращающей возможность засоления пресных вод и попадания в них вредных веществ с нижележащих пластов, а так же для надежной установки противовыбросового оборудования. Глубина спуска кондуктора H_K определяется по формуле:

$$H_K \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot H \cdot \gamma_\phi}{grad P_{ГР} - 0,01 \cdot \gamma_\phi} \quad (2.2.3.1)$$

$$H_K \geq \frac{41,8 - 0,01 \cdot 6425 \cdot 0,651}{12 - 0,01 \cdot 0,651} = 600 \text{ м.}$$

3) **Промежуточная №1.** Промежуточная колонна спускают после кондуктора, необходимо для крепления неустойчивых пород, разобщения зон осложнений и зон несовместимых по условиям бурения и водоносных горизонтов. Глубина спуска колонны составляет 2500м.

4) **Промежуточная №2.** Промежуточная колонна необходимо для крепления неустойчивых пород. Глубина спуска колонны составляет 4900м.

5) **Эксплуатационной колонны (хвостовик).** Служит для создания надежного и герметичного канала, который связывает забой и дневную поверхность. Так же служит для извлечения из скважины нефти или газа или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости или газа. Хвостовик — это обсадная колонна потайного типа, которая устанавливается в специальной системе подвески в предыдущей обсадной колонне внахлест. Спуск колонны производится до проектной глубины, 6425м.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

Интервал цементирования направления: 0–50м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 600 м;

Интервал цементирования промежуточной колонны №1: 300 – 2500 м;

Интервал цементирования промежуточной колонны №2: 2500 – 4900 м;

Эксплуатационной колонны (хвостовик) не цементируется ввиду использования хвостовика с набухающими пакерами.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (2000 м³/сут нефти) – 127 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	473	558,8
Кондуктор	377	444,5
Промежуточная №1	273,9	349,2
Промежуточная №2	193,7	250,8
ЭК (хвостовик)	127	165,1

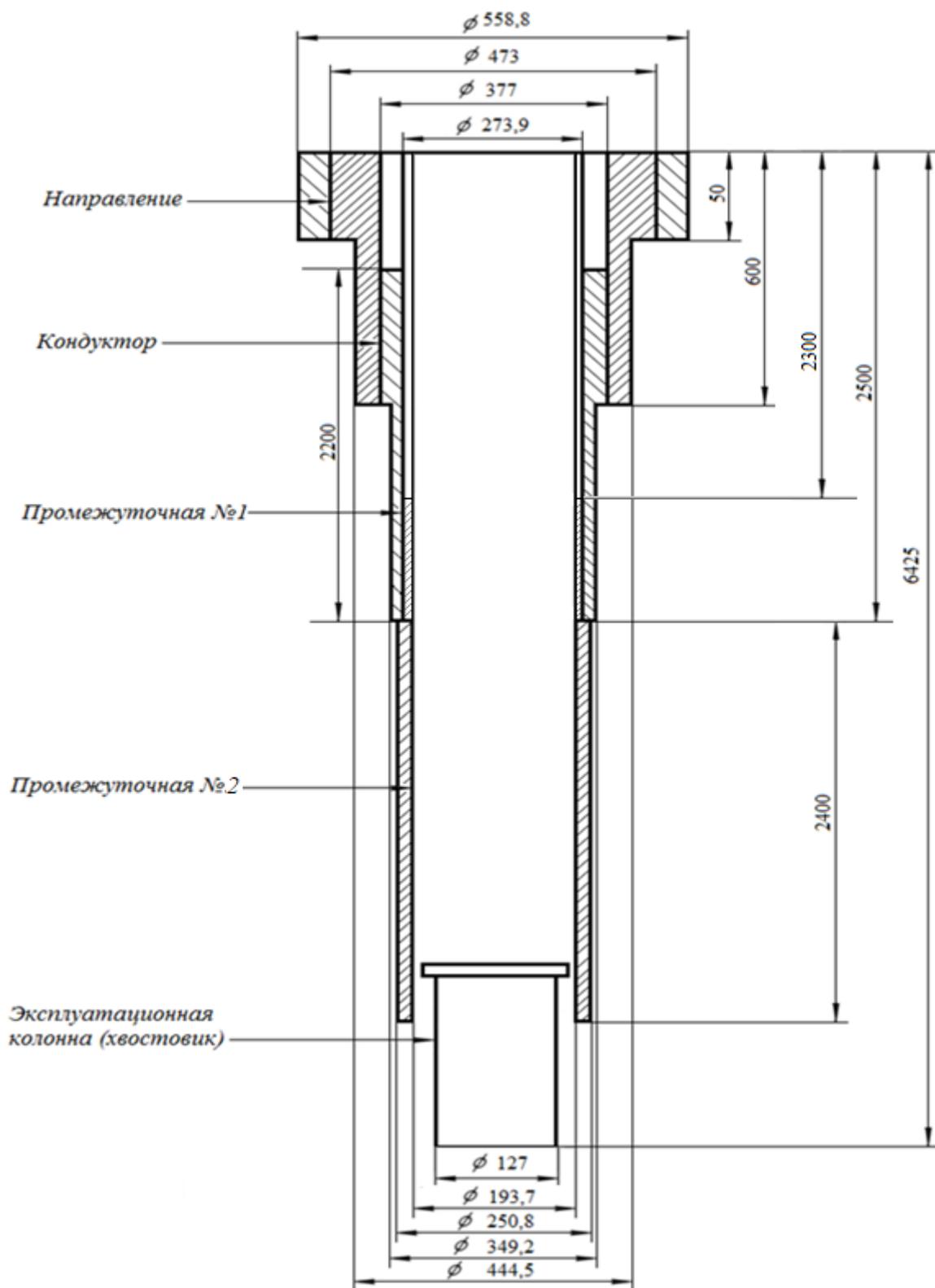


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважины

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Выбором колонной головки и противовыбросового оборудования являются максимальное давление, возникающее на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе и диаметры проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы.

Величина максимального устьевого давления $P_{му}$ рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (2.2.6.1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

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

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{му} = 41,8 - 0,651 \cdot 9,81 \cdot 5050 = 16,5 \text{ МПа.}$$

Тип противовыбросового оборудования: ОП5 – 425/80x35;

425- диаметр проходного отверстия, мм;

80- диаметр проходного отверстия манифольда, мм;

35- рабочее давление, МПа;

Схема состоит из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Тип колонной головки: ОКО 3 – 35/377x168.

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным

скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Выбор способа бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Таблица 14 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-600	Кондуктор	Роторный
600-2500	Промежуточная №1	Роторный
2500-4900	Промежуточная №2	Роторный
4900-6425	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	С применением Гидравлическим забойным двигателем

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

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

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

По буримости горные породы делятся на двенадцать категорий, разбитых на пять групп (мягкие, средней твердости, твердые, крепкие и очень крепкие).

По абразивности породы также делятся на двенадцать категорий, разбитых на три группы – малоабразивные (I – IV категория абразивности), абразивные (V – VIII категория), высокоабразивные (IX – XII категория).

После разбиения стратиграфического разреза на пачки по буримости для каждой из них выбирается тип долота.

Выбранное долото должно:

- соответствовать твердости и абразивности горных пород;

- обеспечивать наиболее эффективное разрушение породы на забое скважины;
- быть одинаковым по стойкости вооружения и опоры (для шарошечных долот);
- обеспечивать минимальную стоимость метра скважины.

Таблица 15 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-600	600-2500	2500-4900	4900-6425
Шифр долота		558,8С-ЦГВУ	444,5 С-ГВУ-R252	349,2 С-ЦГВ-UT228	250,8ТК3-ГАУ-R156	У-165,1x200x127SR-4Т
Тип долота		шарошечно				Бицентр ичное PDC
Диаметр долота, мм		558	444,5	349,2	250,8	165,1/200
Тип горных пород		СТ	СТ	СТ	Т	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-201	3-177	3-152	3-152	3-88
	API	-	-	-	-	-
Длина, м		0,490	0,470	0,455	0,380	0,395
Масса, кг		350	260	122	58	55
G, кН	Рекомендуемая	30	20	15	2-10	1-18
	Предельная	66	50	42	30	25
n, об/мин	Рекомендуемая	50	50	100	50	60
	Предельная	250	250	600	150	180

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Наиболее правильной считается последовательность, когда используются аналитический и статистический методы расчета осевой нагрузки. После расчетов большее из полученных значений сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота. Если расчетная нагрузка больше паспортного значения, то принимается последнее. При обратной ситуации – принимается расчетная величина.

Таблица 16 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-600	600-2500	2500-4900	4900-6425
Исходные данные					
α	1	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	2100	1400	1400	2600	2400
$D_d, \text{см}$	55,88	44,45	34,92	25,08	16,51
k_T	-	-	-	-	16
$G_{пред}, \text{кН}$	66	50	44	30	25
Результаты проектирования					
$G_1, \text{кН}$	8,7	4,6	3,6	4,8	1,8
$G_2, \text{кН}$	22,3	17,8	13,9	15,04	4,9
$G_3, \text{кН}$	52,8	40	33,6	24	20
$G_{проект}, \text{кН}$	50-60	40-45	35-40	20-25	15-20

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально. Расчет частоты вращения для шарошечных долот производится из условий:

- создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце шарошки;

- по времени контакта зубьев долота с горной породой;
- по стойкости опор

Общие рекомендации по осевой нагрузке на долото и частоте вращения инструмента сводятся к следующим:

- с увеличением твердости горной породы осевую нагрузку следует увеличить при одновременном снижении частоты вращения;
- в трещиноватых неоднородных породах указанные параметры процесса бурения следует снижать;
- в течение рейса осевая нагрузка постепенно увеличивается.

Примечание: В интервале набора кривизны, бурить при максимально возможных меньших осевой нагрузке и частоте вращения

(50% от рассчитанных), во избежание недобора либо перебора кривизны ствола.

Таблица 17 – Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-600	600-2500	2500-4900	4900-6425	
Исходные данные						
$V_{л}, \text{ м/с}$	1,5	1,5	1,5	1,1	1	
$D_{д}$	м	0,5588	0,4445	0,3492	0,2508	0,1651
	мм	558,8	444,5	349,2	250,8	165,1
$\tau, \text{ мс}$	4	4	7	6		
z	24	24	24	24		
α	0,6	0,6	0,6	0,4		
Результаты проектирования						
$n_1, \text{ об/мин}$	51,1	64,3	81,9	83,6	115,5	
$n_2, \text{ об/мин}$	36,3	45,6	33,6	30,6		
$n_3, \text{ об/мин}$	1000	798	626	487		
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	45-62	56-78	72-99	77-92	70-93	

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Выбираемый забойный гидравлический двигатель должен отвечать следующим требованиям:

- 1) Вращающий момент двигателя при его работе в условиях наибольшей мощности и коэффициент полезного действия должен быть достаточным для вращения долота при заданной осевой нагрузке.
- 2) Диаметр и жесткость забойного двигателя должен соответствовать КНБК для достижения заданной траектории скважины.
- 3) Подача насосов, при которой двигатель работает в заданном режиме, должна удовлетворять условиям промывки скважины.

Таблица 18 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-600	600-2500	2500-4900	4900-6425
Исходные данные					
$D_{д}$	м	Не требуется			0,1651
	мм				165,1
$G_{ос}, \text{ кН}$					82,5
$Q, \text{ Н*м/кН}$					1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}, \text{ мм}$		Не требуется			146,7
$M_{р}, \text{ Н*м}$					1839,7
$M_{о}, \text{ Н*м}$					82,5
$M_{уд}, \text{ Н*м/кН}$					21,3

Таблица 19 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Крутящий момент, Н*м	Мощность двигателя, кВт
ДГ-155	4900-6425	155	4330	1200	24-35	132-160	3500-4000	–

2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Таблица 20 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-600	600-2500	2500-4900	4900-6425
Исходные данные					
$D_{д}, м$	0,5588	0,4445	0,3492	0,2508	0,1651
K	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
K_k	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
$V_{кр}, м/с$	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
$V_m, м/с$	0,0083	0,0111	0,0055	0,0041	0,0041
$d_{бт}, м$	0,140	0,140	0,140	0,89	0,89
$d_{max}, м$	0,299	0,299	0,254	0,152	0,152
$d_{нmax}, м$	0,02	0,02	0,02	0,015	0,01
N	3	3	3	3	3
$V_{кмин}, м/с$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпmax}, м/с$	1,3	1,3	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	0,9-0,95	1,3-1,35	1,0-1,05	1,3-1,35	1,3-1,35
$\rho_{п}, г/см^3$	2,1	1,4	1,4	2,6	2,4
Результаты проектирования					
$Q_1, м^3$	0,093	0,046	0,028	0,014	0,006
$Q_2, м^3$	0,218	0,057	0,049	0,045	0,047

$Q_3, \text{ м}^3$	0,753	0,464	0,370	0,360	0,229
$Q_4, \text{ м}^3$	0,315	0,245	0,195	0,16	0,21
$Q_5, \text{ м}^3$	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035
$Q_6, \text{ л/с}$	-	-	-	-	35
Дополнительные проверочные расчеты					
$Q_{\text{табл}}, \text{ м}^3$	-	-	-	-	0,032
$\rho_{\text{табл}}, \text{ кг/м}^3$	-	-	-	-	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{ кг/м}^3$	-	-	-	-	1350
$M, \text{ Н*м}$	-	-	-	-	1550
$M_{\text{табл}}, \text{ Н*м}$	-	-	-	-	1,3
M	-	-	-	-	2
N	-	-	-	-	0,9
$Q_{\text{пров1}}, \text{ м}^3$	-	-	-	-	0,018
$Q_{\text{пров2}}, \text{ м}^3$	-	-	-	-	0,057

Таблица 21 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-600	600-2500	2500-4900	4900-6425
Исходные данные					
$Q_1, \text{ м}^3$	0,093	0,046	0,028	0,014	
$Q_2, \text{ м}^3$	0,218	0,057	0,049	0,045	
$Q_3, \text{ м}^3$	0,753	0,464	0,370	0,360	
$Q_4, \text{ м}^3$	0,315	0,245	0,195	0,16	
$Q_5, \text{ м}^3$	0,035	0,035	0,035	0,035	
$Q_6, \text{ л/с}$	-	-	-	-	35
Области допустимого расхода бурового раствора					
$\Delta Q, \text{ м}^3$	0,093-0,753	0,046-0,464	0,028-0,370	0,014-0,360	
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
$Q, \text{ м}^3$	105,1-158,8	66,7-100,8	41,1-62,2	21,2-32	9,2-13,9
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)					
$Q_{\text{тн}}, \text{ м}^3$	-	-	-	-	0,032
$\rho_{\text{таб}}, \text{ кг/м}^3$	-	-	-	-	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{ кг/м}^3$	-	-	-	-	1350
$M_{\text{тн}}, \text{ Н*м}$	-	-	-	-	3500
$M_{\text{тб}}, \text{ Н*м}$	-	-	-	-	1,3

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Для нормальных условий бурения долотом диаметром 165,1 мм выбираем УБТ диаметром 121 мм. Данный диаметр обеспечивает необходимую жесткость при бурении под 127 мм колонну. Выбираем бурильные трубы (в зависимости от диаметра предыдущей обсадной колонны равной 193,7 мм) 89 мм с толщиной стенки 9,35 мм.

Таблица 22 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТА-121	121	1	73,7
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПН-89	89	1	18,34

Таблица 23– Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	0,179	2400	1,3-1,35	0,073	13230,2
Q _{КНБК} , кгс	6226		Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)		
K	1,15				
ΔP, кгс	3,9				
F _к , мм ²	38,8				
σ _т , кгс/мм ²	42,30				
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	0,179	1525	1,3-1,35	0,073	15919,2
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	21*10 ⁶	197,82	12	120,7	165,1
Ψ ⁺ /Ψ ⁻	0,1/0,0154		Q _р , кгс	255	
α	16		M _{imax}	203337	
μ	0,55		W, см ³	192,2	
R, м	357		[σ], кгс/мм ²	380	
Q _к , кгс	16892		σ _з , кгс/мм ²	35,31	
σ _р , кгс/мм ²	10,78				
Выполняется условие σ _з > [σ]				Да	

Следовательно, конструкция бурильных труб для бурения под эксплуатационную колонну будет односекционной.

Таблица 24 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	558 С-ЦГВУ	350	0,490	Бурение вертикального участка под направление,
			Переводник ПМ 201/201	60	0,5	
			КЛСН 508,0 МСТ-3	480	1,18	
			Переводники Н 171/201	50	0,5	

			Н 147/171			проработка ствола перед спуском направления
			УБТС2-299	3280	12	
			Переводник П 133/147	30	0,5	
			Буровая колонна ПК-140х9,17	612	34,83	
			Σ	4862	50	
2	0	600	444,5 С-ГВУ-R252	260	0,470	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктор
			Переводник Н 201/177	50	0,5	
			КЛСН 444,5 МСТ-3	420	1,14	
			Переводники П 152/177 Н 177/201	40	0,5	
			УБТС2-299	22113	81	
			Переводники Н 201/177 П 177/152	50	0,5	
			КЛСН 444,5 МСТ-3	420	1,14	
			Переводники Н 147/171 Н 171/201	40	0,5	
			УБТС2-299	22113	81	
			Переводник П 133/147	30	0,5	
			Буровая колонна ПК-140х9,17	7919,3	432,75	
			Σ	53,415	600	
3	0	2500	349,2 С-ЦГВ-UT228	122	0,455	
			Переводник Н 201/171 П 171/152	50	0,5	
			КЛСН 349,2 МСТ-3	300	0,98	
			Переводники П 152/171 Н 171/201	40	0,5	
			УБТС2-254	31113	92,6	
			Переводники Н 201/171 П 171/152	50	0,5	
			КЛСН 349,2 МСТ-3	300	0,98	
			Переводники Н 147/171 Н 171/201	40	0,5	
			УБТС2-254	31113	92,6	
			Переводник П 133/147	30	0,5	
			Буровая колонна ПК-140х9,17	42,273	2310	
			Σ	105431	2500	
4	0	4900	250,8 ТКЗ-ГАУ-R156	58	0,380	Бурение вертикального участка под промежуточная №2, проработка ствола перед спуском промежуточная №2
			Переводник П 161/152	40	0,5	
			КЛСН-243МС	250	0,94	
			Переводники П 152/161	40	0,5	
			УБТС2-203	23949	111,6	
			Переводники П 161/152	40	0,5	
			КЛСН-243МС	250	0,94	
			Переводники П 101/121 П 121/161	20	0,5	
			УБТС2-203	23949	111,6	
			Переводник ПМ 101/101	20	0,5	
			КОБ Т120-3-102	25	2,9	
			Переводник П 102/101	20	0,5	

			Буровая колонна ПН-89	85442	4669	
			Σ	134083	4900	
5	0	6425	У-165,1x200x127 SR-4Т	55	0,395	Бурение вертикального участка под эксплуатационная колонна(хвотовик), проработка ствола перед спуском эксплуатационная колонна(хвотовик).
			Переводник ПМ 152/88	2	0,5	
			ДГ-155	1200	4,3	
			Переводник П 121/152	20	0,5	
			КЛСВ-151 СТ	150	0,93	
			Переводник П 152/121	20	0,5	
			УБГА-121	15838	214,9	
			ЯСС-8	250	1600	
			Переводник П 121/152	20	0,5	
			КЛСВ-151 СТ	150	0,93	
			Переводник П 101/121	20	0,5	
			УБГА-121	15838	214,9	
			Переводник ПМ 101/101	20	0,5	
			КОБ Т120-3-102	25	2,9	
			Переводник П 102/101	20	0,5	
			Буровая колонна ПН-89	109360	5976	
			Σ	252279	6425	

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление – бентонитовый, кондуктор, промежуточная колонна №1, промежуточная колонна №2, и для бурения интервала под эксплуатационную колонну(хвоставик), в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – КСЛ/Полимерный .

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

Таблица 25 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
0	50	1,15	0,61	50	9,81	0,9-0,95	2100	1,5	0,003	
50	600	1,15	1,15	600	9,81	1,3-1,35	1400	1,5	0,003	
600	2500	1,2	0,64	2500	9,81	1,0-1,05	1400	1,5	0,003	
2500	4900	1,2	1,1	4900	9,81	1,3-1,35	2600	1,5	0,003	
4900	6425	1,2	0,8	6425	9,81	1,3-1,35	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
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, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	50	0,9-0,95	11-30	31-50	50-60	6-8	8-9	2	15-25	9
50	600	1,3-1,35	8-15	21-35	55	5-6	8-9	2	15-25	9
600	2500	1,0-1,05	5-15	11-45	40	4-5	8-9	1	15-25	7
2500	4900	1,3-1,35	5-15	11-45	40	4-5	8-9	1	15-20	7
4900	6425	1,3-1,35	5-15	11-45	40	4-5	8-9	1	20-25	6

Таблица 26 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Бентонитовый. Техническая вода. Каустическая сода. Кальцинированной содой.
50	600	КСЛ/Полимерный Техническая вода. Каустическая сода. Кальцинированной содой. Neo PAC LV. KCL. Карбонат Кальция. Neo Biocide. Neo Det.

600	2500	KCL/Полимерный Техническая вода. Каустическая Сода. Кальцинированной содой. Neo PAC LV. Neo PAC HV. Neo Biocide. Neo Xan. KCL. NaCl. Карбонат Кальция.
2500	4900	KCL/Полимерный Техническая вода. Каустическая Сода. Кальцинированной содой. Neo PAC LV. Neo PAC HV. Neo PAC LVT. Neo Biocide. Neo Xan. KCL. Neo Det. NaCl. Карбонат Кальция.
4900	6425	KCL/Полимерный Техническая вода. Каустическая Сода. Кальцинированной содой Drispac R. Drispac SL. Neo Biocide Flowzan D. KCL. Neo Det. Карбонат Кальция. Оксид Цинка.

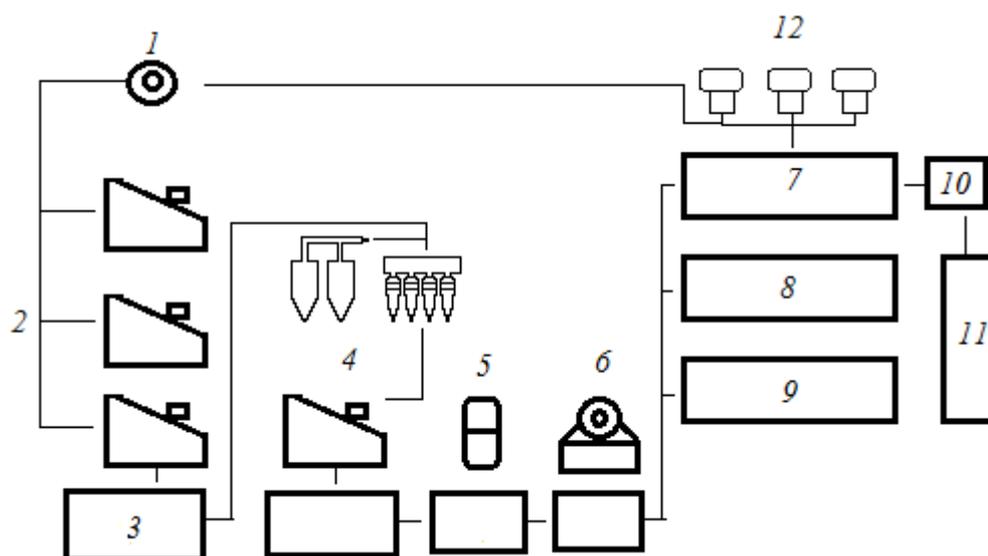


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора на буровой установке ZJ-70:
 1 – скважина; 2 – вибросито; 3 – отстойник; 4 – пескоотделитель и илоотделитель ; 5 – дегазатор; 6 – центрифуга; 7 – рабочая емкость №1; 8 – рабочая емкость №2; 9 – рабочая емкость №3; 10 – блок приготовления раствора; 11 – техническая емкость воды; 12 – буровой насос.

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин, направленной на улучшение технико-экономических показателей бурового процесса.

Таблица 27 – Исходные данные для расчета гидравлической программы
промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
6425	0,1651	1,14	41,8	99,8	2400
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,020	F-1600	0,0085	0,0018	20	1350
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d_b , м	
УБТА-121	0,121	214,9		0,051	
ПН-89	0,89	5976		0,070	

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
2894	0,98	0,1882	1,92	1,45	0,045
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d	
1,32	23,3	176	0,019	14	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Reкр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТА-121	18251	29189	62	1,32	-
ПН-89	27483	36000	33	47,7	1,6
Внутри труб					
Элемент	Reкр	Re т	λ	ΔP_t	
УБТА-121	11181	10250	0,035	0,030	
ПН-89	19164	23975	0,031	0,045	

2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Данным проектом отбор керна не предусматривается.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Обсадные колонны в процессе цементирования и эксплуатации скважины подвергаются воздействию различных нагрузок, основными из которых являются:

- осевые растягивающие нагрузки от веса колонны;
- осевые сжимающие нагрузки от веса части колонны при ее посадке на уступ или забой;

- динамические нагрузки, возникающие при неустановившемся движении колонны;
- осевые статические нагрузки от избыточного давления и температуры;
- избыточные наружные и внутренние давления в затрубном пространстве и внутри обсадной колонны;
- изгибающие нагрузки из-за искривления колонны в результате потери устойчивости или при нахождении ее в искривленных участках ствола скважины.

Обсадные колонны рассчитываются по правилам и нормам, изложенным в «Инструкции по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» от 12.03.1997 г., с учётом требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Таблица 29 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{пр.ж}$, кг/м ³	1300	плотность буферной жидкости $\rho_{б.ж}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{о.ц.р}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{ц.р.н.п}$, кг/м ³	1800
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	651	глубина скважины, м	6425
высота столба буферной жидкости h_1 , м	300	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	150
		динамический уровень скважины h_0 , м	1700

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

(1-й случай) в конце продавки тампонажного раствора, при снятом устьевом давлении.

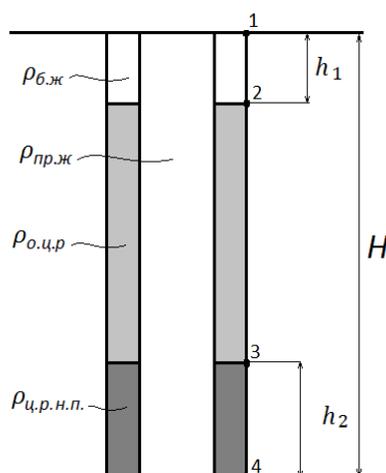


Рисунок 6 – Схема цементирования эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажной смеси

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
Глубина расположения точки, м	0	2300	6275	6425
Наружное избыточное давление, МПа	0	4,51	3,2	4,1

(2-й случай) в конце эксплуатации

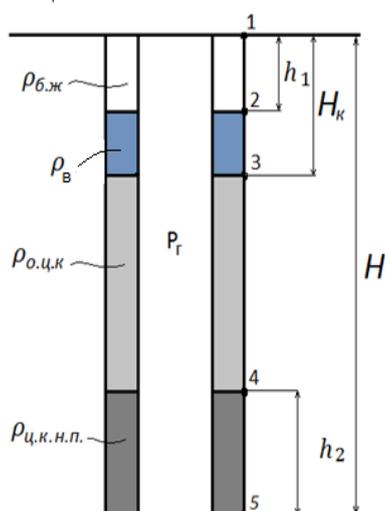


Рисунок 7 – Схема скважины в конце эксплуатации

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	2300	600	6275	6425
Наружное избыточное давление, МПа	0	24,8	8,14	70,7	72,9

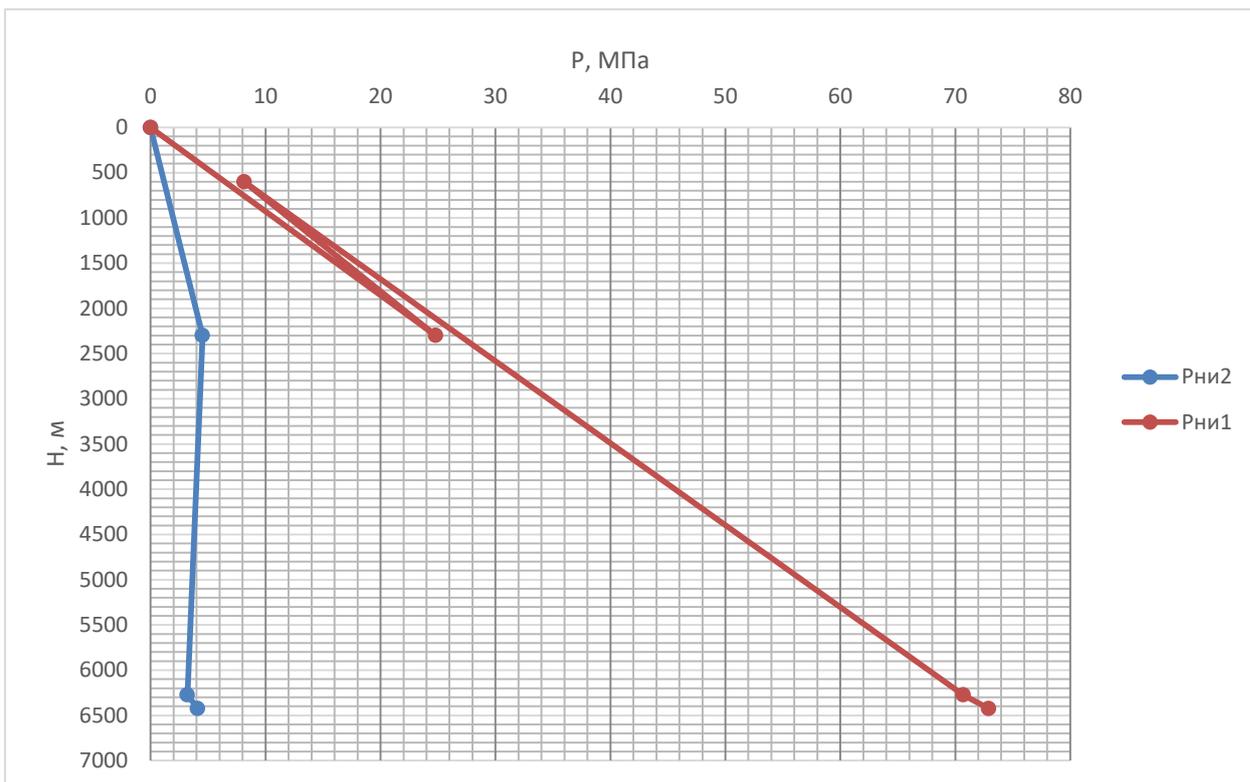


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

(1-й случай) в конце продавки тампонажного раствора

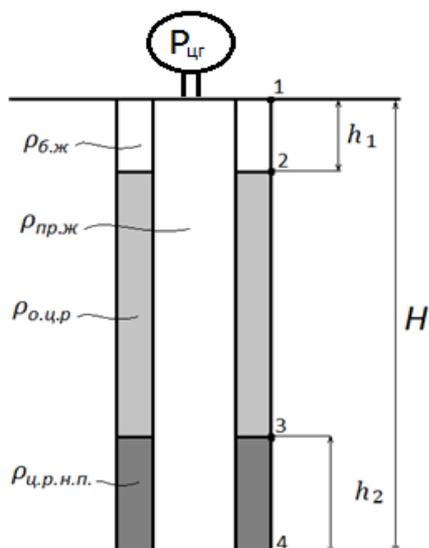


Рисунок 9 – Схема скважины в конце продавки тампонажного раствора

Таблица 32 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	2300	6275	6425
Внутреннее избыточное давление, МПа	28	25,7	6,2	7,1

(2-й случай) при опрессовке скважины

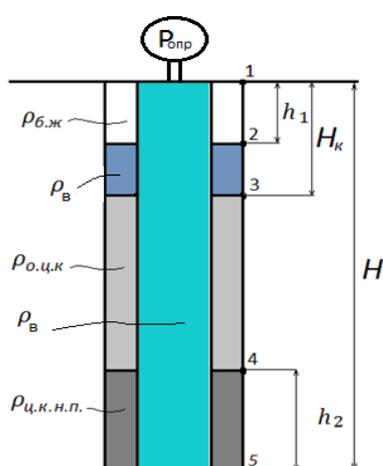


Рисунок 10 – Схема скважины при опрессовке
Для эксплуатационной колонны диаметром 127 мм $P_{опр}=15$ МПа.

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

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	2300	600	6275	6425
Внутреннее избыточное давление, МПа	15	12	12,7	27,5	28,1

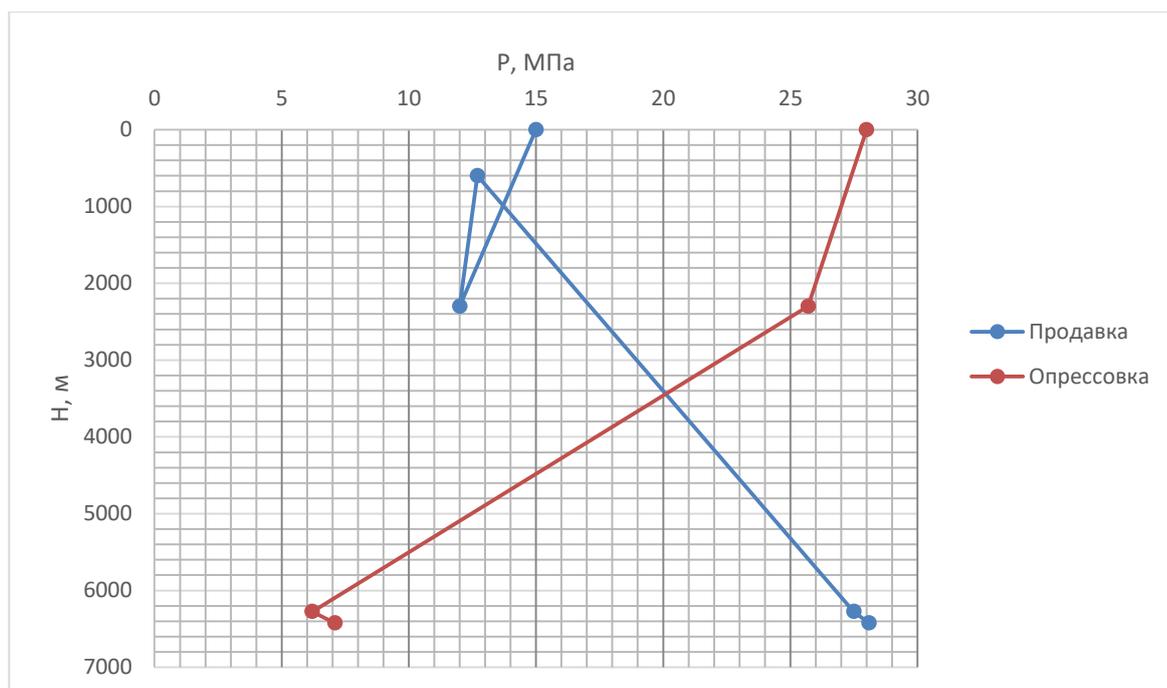


Рисунок 11 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Таблица 34 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	М	10,2	1425	0,308	438,9	438,9	6425-1250
2	М	9,2	5175	0,308	659,4	1096,8	5175-0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

Различают 7 следующих способов цементирования скважин:

1. прямое одноступенчатое цементирование,
2. прямое двухступенчатое цементирование:
 - ступенчатое цементирование с разрывом во времени,
 - последовательное цементирование,
3. манжетное цементирование,

4. обратное цементирование,
5. цементирование встречными потоками,
6. цементирование с противодавлением на пласт,
7. цементирование хвостовиков и секций ОК.

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{пг}, \quad (2.4.2.1.1)$$

$$85,9 + 0,3 \leq 0,95 * 99,8$$

$$86,5 \leq 94,8$$

Выполняется условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Таблица 35 – 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
$\rho_{тр} = 2812 \text{ кг/м}^3$	7,2	9 390	8,1
$\rho_{тробл} = 2400 \text{ кг/м}^3$	27,9	25 105	15,2
Сумма	35,1	34 495	23,3

2.4.2.3. Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Таблица 36 – Рассчитанные объёмы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объём, м ³
Буферная жидкость	16,8
Продавочная жидкость	70,8

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементировании скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

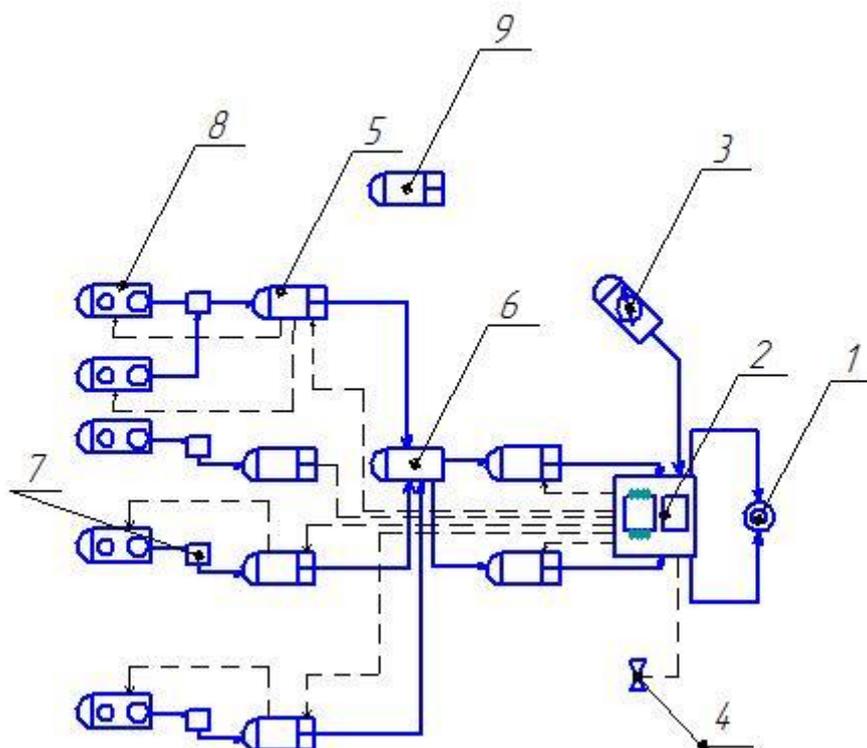


Рисунок 12 - Схема расположения оборудования при цементировании эксплуатационной колонны: 1- устье скважины; 2 - блок манифольдов БМ-700; 3 - станция СКЦ-2М; 4 - подводящая водяная линия; 5- цементировочный агрегат ЦА-320М; 6 -осреднительная установка УО-16 ; 7 - бачок затворения; 8 - цементосмесительная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

2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

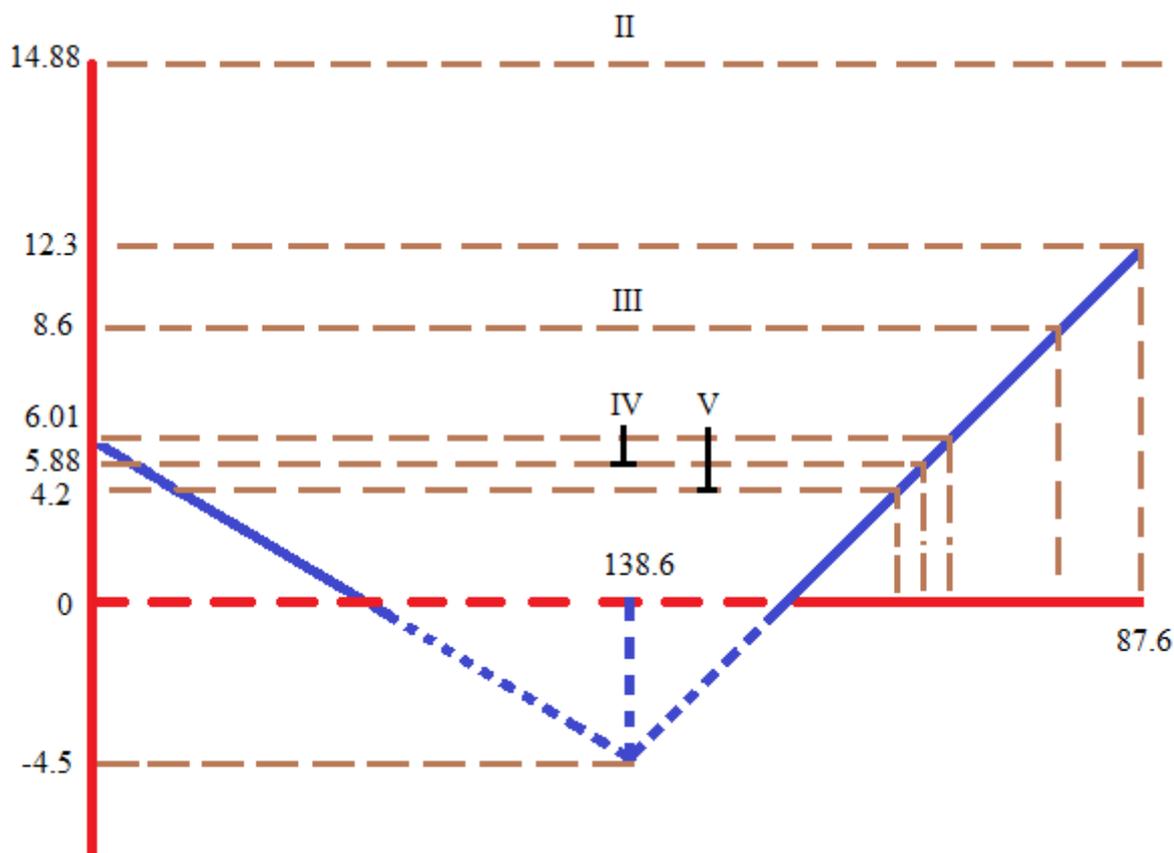


Рисунок 13 – График изменения давления на цементировочной головке

Таблица 37 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	58,2
IV	49,7
III	31,2
II	8,3

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 90 мин.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-508; БКМ-406; БКМ-299; БКМ-219 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД -473; ЦКОД -377; ЦКОД -273; ЦКОД -193; с трапецеидальной резьбой ОТТМ ;
- цементировочная головка типа ГЦУ-473/146; ГЦУ-273/250; ГЦУ-194/320;
- разделительные пробки ПРП-Ц-508; ПРП-Ц-473/146; ПРП-Ц-273/250; ПРП-Ц-194/320;
- центратор - турбулизатор ЦТГ-473/490; ЦТГ-273/350; ЦТГ-194/270;

Таблица 38 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
0-600	ЦТГ-473/490	20
600-2500	ЦТГ-273/350	95
2500-4900	ЦТГ-194/270	120

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК2 – 65х21 ХЛ К1.

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

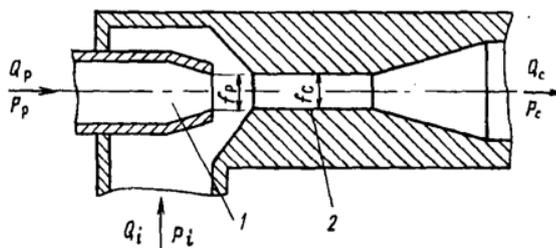


Рисунок 14 – Схема струйного аппарата:

1-рабочая насадка; 2-камера смешивания с диффузором

2.4.4. Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 132 т, а вес бурильной колонны – 98 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки ZJ-70/4500L.

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

<i>Выбранная буровая установка</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	140	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	0,8
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	190	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	200	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1.5
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
<i>Расчет фундамента буровой установки</i>			
Вес вышечного-лебедочного блока, т ($Q_{вלב}$)	55	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	1.4
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	106		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	132		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,25		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	90		
<i>Расчет режимов СПО</i>			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	28	1916	
3	34	1156	
4	74	733	

3. Специальная часть

Анализ методов и технологии очистки ствола направленных скважин от шлама.

Эффективность очистки ствола скважины является одним из основных факторов, обеспечивающих безаварийный процесс строительства скважины и оказывающих существенное влияние на стоимость и продолжительность бурения. Неэффективная очистка скважины приводит к накоплению шлама в стволе, что служит причиной возникновения серьезных проблем, ликвидация которых может потребовать больших затрат, многократно превышающих затраты на превентивные мероприятия по улучшению очистки ствола скважины.

Обеспечение выноса шлама при бурении наклонно-направленных скважин является значительно более сложной задачей, чем при бурении вертикальных скважин. Увеличение угла наклона скважины меняет направление оседания частиц шлама от оси скважины к радиальному, что снижает эффективность выноса шлама потоком и способствует накоплению шлама на нижней стенке скважины.

Одним из факторов, оказывающих существенное негативное влияние на эффективность выноса шлама, является неравномерный профиль скоростей потока в кольцевом пространстве, при эксцентричном расположении колонны бурильных труб относительно оси скважины.

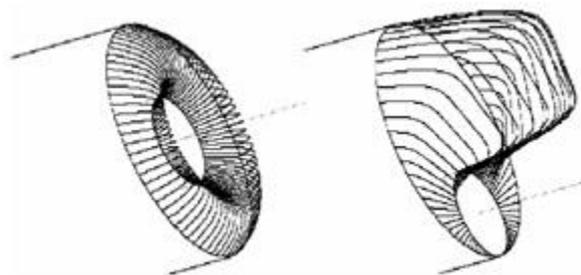


Рис. 1. Примеры профиля скоростей потока жидкости

На левом рисунке показан пример профиля скоростей при отсутствии эксцентриситета бурильной колонны относительно ствола. В концентричном затрубном пространстве скорость движения раствора

равномерно распределена относительно бурильной колонны, а вместе с ней и энергия раствора, обеспечивающая вынос шлама. На правом рисунке показан профиль скоростей, имеющий совершенно иную форму. Смещение профиля скоростей вызвано эксцентричным расположением бурильной колонны в стволе скважины, что характерно для наклонно-направленного бурения. В результате смещения профиля максимальная скорость потока достигается над бурильной трубой. А скорости потока в левом и правом пространствах относительно колонны труб остаются минимальными, что способствует накоплению шлама в этих зонах и образованию так называемых «застойных зон». При прочих равных условиях изменения профиля скоростей в кольцевом пространстве можно достичь с помощью регулирования реологических характеристик промывочной жидкости. Таким образом, пресные диспергируемые растворы с более высокой вязкостью (где вязкость формируется за счет бентонита и эфино-целлюлозных полимеров) в значительной степени уступают в способности к очистке ствола наклонно-направленных скважин малоглинистым ингибированным растворам, которые обработаны разветвленными полимерами и обладают меньшей пластической вязкостью и вязкостью по воронке Марша. Это вызвано тем, что из-за высокого степенного коэффициента реологической модели течения диспергируемого глинистого раствора профиль скорости течения способствует образованию застойных зон и шламовых постелей. Таким образом, существует несколько факторов, влияющих на очистку скважины.

Наибольшее влияние на вынос шлама оказывает профиль скважины. Но в процессе бурения отклоняться от заданного профиля нельзя и поэтому регулирование этого фактора не представляется возможным.

На втором месте по важности для очистки наклонно-направленных скважин находится движение бурильной колонны. Без вращения

бурильной колонны нельзя быть уверенными, что выбуренный шлам выносится из наклонно-направленной скважины полностью. Следующим фактором, определяющим качество очистки скважины, является скорость потока в затрубном пространстве.

Влиять на скорость восходящего потока можно с помощью изменений диаметра долота, внешнего диаметра бурильных труб и подачи буровых насосов.

Четвертым по значимости фактором, оказывающим влияние на очистку скважин, является реология бурового раствора. Чрезмерное завышение реологических свойств раствора приводит к появлению таких явлений, как: свабирование; поршневание; к циклическому гидродинамическому воздействию на породу, слагающую стенки скважины, вызывающему потере устойчивости ствола; повышению давления на насосе и в скважине; снижению механической скорости. Увеличение реологических параметров ведет также к значительным затратам, связанным, в первую очередь, с применением дорогостоящих биополимеров, придающих буровому раствору уникальный реологический профиль, позволяющий обеспечить удовлетворительную очистку ствола скважины от выбуренного шлама.

Основным методом для качественного выноса шлама на месторождение Карачаганак было применены два химического реагента:

- 1) NEO XAN
- 2) FA-367

Первый хим.реагент используется на полимерном растворе а второй используется как Вязкоупругий состав.

Химический реагент NEO XAN

Области применения / назначение	Типичные свойства	Рекомендуемая обработка	Упаковка
Создание реологические свойства бурового раствора. Флокулянт Загущение растворов на пресной воде и рассолов, применяемых при бурении, проведении фрезеровочных работ, и хорошего выноса шлама в горизонтальных скважинах.	Внешний вид - Порошок. Цвет от желтого до белого рН (1% водный раствор) - 6,3 Удельный вес 1,6.	Реагент добавляется в концентрации 0,1-2 фунта на баррель (0,3-5,7 кг/м ³), или по необходимости для получения необходимой вязкости и параметров суспензии.	Реагент поставляется в мешках по 25кг мешках.

Химический реагент FA-367

Области применения / назначение	Типичные свойства	Рекомендуемая обработка	Упаковка	Примечание
Специально обработанные гидрофилизированные синтетические полимерное волокна, химически инертные и не токсичные, полностью совместимые как с водным.	Внешний вид - Порошок Цвет-беловато-серого.	Вводится в количестве 0,2-0,3%.	Реагент поставляется в мешках по 25кг мешках.	Растворения хим.реагента производится только в пресной и жесткой воде.

Принцип работы хим. реагентов: NEO XAN

- Заключается создания реологий бурового раствора, в процессе бурения химический реагент NEO XAN связывает своей структурой выбуренными шлам на забое и подымает на поверхность.
- Работает месте с буровым раствором.

FA-367

- Заключается создание синтетические волокна.
- Связывает выбуренный шлам на забое и подымает на поверхность.
- Работает отдельно от бурового раствора .
- Готовится и прокачивается в виде пачки

Стоимость химического реагента потраченного на месторождение Карачаганак

Наименования	Цена 1 мешка	Цена на проект бурения
NEO XAN	8 736	1 450 176
FA-367	9 450	368 550

Результаты проведенных работ на месторождения Карачаганак.

NEO XAN

Проводится очистка шлама в процессе бурения .

На месторождения Карачаганак по экономической части рентабельно использовать этот хим.реагент.

Выдерживает температуру 220 °С.

FA-367

Уменьшаются затраты на очистку ствола скважины по сравнению с использованием дорогостоящих полимеров.

Появляется возможность использования в любом интервале бурения скважины. Волокна и захваченный ими шлам легко отделяются системой очистки бурового раствора..

Температурная стабильность до 150 °С

Нельзя использовать в процессе бурения .

Использовать повторно эту же пачку не возможно.

На месторождения Карачаганак не рентабельно.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

4.1. Структура и организационные формы работы бурового предприятия.

Буровая компания TOO SMART OIL основана в 2004 году. Компания одно из крупных и уверенно развивающихся предприятий Южно и Западно-Казахстанской области, которое выполняет полный цикл сервисных услуг по строительству и ремонту скважин для организаций нефтегазовой отрасли. Вице-президент

Предприятие возглавляет президент компании, у которого есть два вице-президента, вице-президента по производству, вице-президент по экономике и финансам.

Вице-президента по производству подчиняются следующие руководители: начальник по производству, главный технолог, главный геолог, начальник по ОТ и ПБ. Также он курирует работу отдела главного механика, отдела главного энергетика.

Остальная организационная структура приведена в схеме 1.

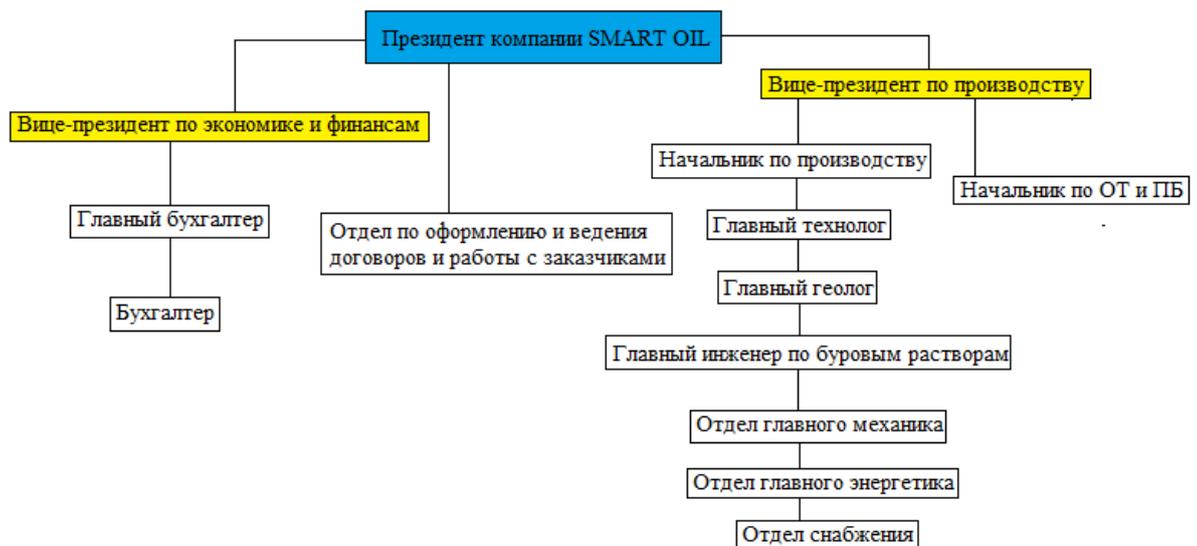


Схема 1. Организационная структура

4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

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

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

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

Время подготовительно – заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \text{ час}, \quad (1.1)$$

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h – величина нормативной пачки, метр.

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

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (1.2)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (1.3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60час}, \quad (1.4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60час}, \quad (1.5)$$

Где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

$T_{1СВ}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

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

Время бурения скважины глубиной 6425 метров составляет 293 часов (механического бурения), время СПО составит 12,4 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 56,8 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 40,66 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (1.6)$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{6425}{409,4} = 15,69 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (1.7)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час;

$t_{ПВР}$ – время на предварительно-вспомогательные работы, час;

$$V_P = 6425 / (409,4 + 42,96 + 21,81) = 13,5 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (1.8)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{6425 \cdot 720}{1100,2} = 4204,6 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (1.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{CP} = 6425/3=2114,6 \text{ м.}$$

4.3. Нормативная карта

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта таблица

4.3.1

Таблица 4.3.1- Нормативная карта

Наименование работ	№ нормативных пачек	Интервал бурения, м		Мощность интервала, м	Типоразмер долота	Норма проходки на долото, м	Кол-во долот	Время механического бурения, час		СПО, ПЗР к СПО, час	Наращивание, час	Промывка перед подъемом	Прочие работы, связанные с рейсом, час	Время на прочие работы, час	Итого время в часах
		от	до					На 1м	всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Направление:															
Бурение под направление	1	0	50	50	558,8С-ЦГВУ	450	0,11	0,01	0,5	0,43	-	0,02	0,66	1,18	2,91
Крепление направлением															12,66
ИТОГО															15,57
Кондуктор:															
Бурение под кондуктор	2	50	600	550	444,5 С-ГВУ- R252	2400	0,29	0,02	14,3	2,43	11,20	0,35	2,95	1,17	32,71
Крепление кондуктором															56,38
ИТОГО															89,09
Промежуточная колонна № 1:															
Бурение под промежуточная колонна № 1	3	600	2500	1900	349,2 С-ЦГВ- UT228	2400	0,78	0,02	51,3	2,85	31,6	2,45	4,15	7,3	100,45
Крепление под промежуточная колонна № 1															91
ИТОГО															191,45

Промежуточная колонна № 2:																
Бурение под промежуточная колонна № 2	4															147,9
Крепление промежуточная колонна № 2		2500	4900	2400	250,8ТКЗ-ГАУ- R156	2600	0,99	0,025	87,3	3,43	44,7	4,35	5,95	1,17	132,1	
ИТОГО																280
Эксплуатационная колонна (хвостовик):																
Бурение под э/к (хвостовик)	5															125,44
Крепление под э/к (хвостовик)		4900	6425	1525	У- 165,1x200x127S R-4T	1800	0,75	0,02	42,3	2,57	57,9	7,45	7,15	7,3	175	
ИТОГО																300,44

4.3.1-Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Смена рабочего переводника ведущей трубы															3,00
Перетяжка талевого каната															14,19
Смена бурового шланга															5,60
Геофизические работы															97,50
Разборка колонны бурильных труб, разборка УБТ										11,6				0,87	12,47
ИТОГО нормативное время бурения и крепления , час															1009,31
ИТОГО нормативное время бурения и крепления, сут.															42
ИТОГО нормативное время бурения и крепления с к=1,05															44,1

4.4. Составление линейно-календарного графика.

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить запланированную скважину за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

Линейно-календарный график представлен в таблице 4.1.

Условные обозначения к таблице 4.1:

-  Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
-  Буровая бригада (бурение);
-  Бригада испытания;

Таблица 4.4.1 – Линейно-календарный график работ

		Линейно-календарный график работ.																		
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы																		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12							
Вышкомонтажные работы																				
																				
																				
Буровые работы																				
																				
																				
																				
																				
Освоение																				
																				
																				

4.5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Расчёт сметной стоимости сооружения скважины приведён в таблице 4.5.1.

Таблица 4.5.1 – Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года.

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Промежуточная колонна № 1		Промежуточная колонна № 2		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	5	645,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	193,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,45	62,19	1,65	228,01	6,5	898,24	7,7	957,42	9,8	1067,8
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	18,66	-	68,4	-	269,47	-	457,3	-	739,5
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	5	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	17,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,45	6,48	1,65	23,76	6,5	93,6	8,9	103,4	10,8	154,6
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	1,94	-	7,13	-	28,08	-	49,6	-	79,3
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	7	1770,02	0,45	113,8	1,65	417,2	6,5	1643,59	7,3	1893,03	9,4	2109,5
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	6	7902	0,45	592,7	1,65	2173	6,5	8560,5	8,6	10563,1	11,9	14597,3
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	9	2021,4	-	-	1,65	370,59	6,5	1459,9	7,6	1659,7	8,1	1983,4
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,65	152,9	6,5	602,29	6,9	709,4	7,9	906,4
Эксплуатация ДВС передвижной электро-станции	сут.	8,9	7	62,3	0,41	3,7	2,8	24,9	6,5	57,85	7,0	67,27	8,3	83,4
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,41	3,09	2,8	21,12	6,5	49,01	6,9	78,28	9,4	109,17
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,41	61,3	2,8	418,6	6,5	971,62	7,9	1203,72	10,97	1783,79
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	12	1295,16	0,41	29,14	2,8	302,2	6,5	701,55	8,0	903,98	11,97	1307,92
Эксплуатация трактора	сут	33,92	5	169,6	0,45	15,26	1,65	55,97	8,19	220,48	9,17	321,3	11,07	435
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				14135,36		908,26		4263,78		15556,18		17670,38		19893,27
Всего по сметному расчету, руб								72427,23						

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204.2.

$$72427.23 \cdot 204.2 = 14789640.4 \text{ руб.}$$

Таблица 4.5.2 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 г.

Таблица 4.5.2 - Сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	буровые работы				14789640.4
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	295792.80
	2. буровые растворы	м ³	100	26525	2652500
	4. работы по креплению	ч	467.14	32450	15158693
	5. испытание и вызов притока	сут.	30	33450	1003500
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого основных работ: Σ1				35542578.2
	3. организация полевых работ	%	1,2	от Σ1	426510.9
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ1	533138.67
	Итого полевых расходов: Σ2				15188960.7
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ2	3037792
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ2	1974564.89
1	Итого себестоимость проекта: Σ3				19801997.3
2	Накладные расходы	%	14	от Σ2	2126454,5
3	Плановые накопления	%	15	от Σ2	2278344,1
	Компенсированные затраты				
	А. производственные командировки	%	0,8	от Σ1	284340.62
	Б. полевое довольствие	%	3	от Σ2	455668.82
	В. доплаты	%	8	от Σ2	1215116,86
4	Г. охрана природы	%	5	от Σ2	759448,03
5	Резерв	%	10	от Σ3	1980199,73
	ИТОГО себестоимость проекта				53386464,92
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				62996028,6

5. Социальная ответственность

5.1. Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

Таблица 1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.	Нормативные документы	
<i>Камеральный этап (работа внутри помещения)</i>			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаровзрывобезопасность	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 Правило устройств электроустановок ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.	
<i>Полевой этап</i>			
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	Опасные	
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

5.1.1. Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Карачаганакском нефтяном месторождении.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях. Осуществлять чередование труда и отдыха. В связи с вредными условиями труда должны выплачиваться компенсации («Трудовой кодекс», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

Таблица 2- условия приостановки работы.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Недостаточная освещенность

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

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. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 3.

На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное.

Таблица 3 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50 ⁰ . Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30 ⁰	40
Щит контрольно-измерительных приборов Полати верхового рабочего	Перед приборами	50
Путь талевого блока	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50 ⁰	25
Кронблок	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70 ⁰	13
Приемный мост	Над кронблоком	25
Редукторное помещение	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13
Насосное помещение:	На высоте не менее 6 м	
- пусковые ящики	На высоте не менее 3 м	30
- буровые насосы		
Глиномешалки		50
Превентор	На высоте не менее 3 м	25
Площадка ГСМ и инструмента	Под полом буровой	26
	На высоте не менее 3 м	26
Желобная система		10
	На высоте не менее 3 м	10

Вывод: для освещения использовать светодиодные системы освещения, так как они наиболее подходят для условий.

Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты.

Таблица 4 - Уровень звукового давления на буровой.

Частота, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000
ПДУ для буровых	91	83	77	73	70	68	66

установок, дБА							
----------------	--	--	--	--	--	--	--

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Мероприятия по уменьшению шума: использование СИЗ, сделать шумоизоляцию помещений, установить защитные кожуха на оборудование. Регулярно осуществлять профилактические осмотры и плановые ремонты оборудования во избежание возникновения дополнительного шума вследствие повышенного износа деталей и узлов.

Превышение уровней вибрации

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;

- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброручкавицы, виброгасящие коврики).

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

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 контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование». При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

При работе с химическими реагентами и их хранении, прежде всего необходимо следить за соблюдением условия: концентрация вредных веществ (мг/м^3) < ПДК [$\text{CaCO}_3=6 \text{ мг/м}^3$, $\text{Na}_2\text{CO}_3=5 \text{ мг/м}^3$, $\text{MgO}=4 \text{ мг/м}^3$, $\text{KCl}=5 \text{ мг/м}^3$].

Работы по приготовлению и применению бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо проводить в соответствии с действующими правилами безопасности при бурении скважины. Буровая бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

Таблица 6 — Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе.

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м^3

Азота окислы (в пересчете на NO ₂)	NO+NO ₂	0,00025	5
Акролеин	CH ₂ -CH-C-OH	-	0,7
Альдегид масляный	-	-	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные (нефтяные)	-	-	5
Сероводород	H ₂ S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	-	-	300
Формальдегид	CH ₂ O	-	300
Ангидрид сернистый	SO ₂	0,00035	10

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Карачаганакском нефтяном месторождении.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

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

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

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

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

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

Для этого проводят следующие мероприятия:

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

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

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

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

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

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

Поражение электрическим током.

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового

и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 . Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ. Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

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

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

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

Пожаровзрывобезопасность.

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

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;

2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;

3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;

4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

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

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

Ручные огнетушители необходимо размещать:

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

- установкой в пожарные шкафы.

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

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

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

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

5.2. Экологическая безопасность (анализ воздействия и мероприятие)

Фон загрязнения объектов природной среды

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреакентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;

- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);

- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автодорожный транспорт, строительная техника;
- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения и т. п.;
- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;

- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ); тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- горюче-смазочные материалы (ГСМ);
- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины (нефть, минерализованные воды);
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- загрязненные ливневые сточные воды;
- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементирования колонн, несоответствия конструкции скважины геолого-техническим условиям разреза и перетоки по нарушенным обсадным колоннам;
- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором); негерметичность обсадных колонн, фонтанной арматуры, задвижек высокого давления и т. п.

Водопотребление и водоотведение

В таблице 7 представлены данные по водопотреблению и водоотведению при сооружении данной скважины.

Таблица 7 – Водопотребление и водоотведение при сооружении скважины

Наименование работ	Водопотребление, м ³					Водоотведение (сброс сточных вод), м ³	Безвозвратные потери, м ³
	Всего	В том числе		Хозяйственные нужды			
		Свежая вода	Повторно-используемая вода	Хоз.-бытовая вода	Санитарно-питьевая вода		

Бурение	1621,5	1513,5	108,00	-	-	1581,5	40,00
Крепление	205,22	205,22	-	-	-	61,57	143,65
Освоение	108,00	108,00	-	-	-	108,00	-
Вспомогательные и подсобные работы	1256,2	1243,2	13,00	-	-	-	1256,2
Хоз. Потребности	122,18	122,18	-	61,7	60,48	122,18	-
Итого на скважину	3313,1	3192,1	121,0	61,7	60,48	1873,25	1439,85

Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения

Очистка бурового раствора от выбуренной породы с помощью комплектного оборудования буровой установки направлена на решение задач технологии проводки скважин и повышение показателей работы долот. После механической очистки буровой раствор поступает в рабочие емкости, а выбуренная порода удаляется в шламовый амбар.

Промышленное оборудование и технология очистки отходов бурения до уровня ПДК отсутствует. Снижение концентрации твердой фазы в отходах бурения достигается двумя этапами:

- естественное отстаивание отработанного бурового раствора, бурового шлама и буровых сточных вод в первой секции амбара;
- осветление жидкой фазы отходов бурения методом реагентной коагуляции. При реализации метода жидкую фазу обрабатывают системой: коагулянт - флокулянт.

Система утилизации и захоронения буровых отходов должна включать: сбор и накопление в накопителе-отстойнике сбросов выбуренной породы,

отработанных промывочных жидкостей и сточных вод с поверхности, находящейся под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками; отстой в накопителе - отстойнике жидкой фазы за счет гравитационного выпадения твердой фазы; захоронение отходов бурения после окончания строительства скважины ликвидацией накопителя.

При ликвидации накопителя в период положительных температур окружающего воздуха производится химическая обработка.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды

1. Основные требования к буровым растворам.

Промывочная жидкость снижает интенсивность кавернообразования, позволяет значительно снизить объем нарабатываемого раствора за счет уменьшения скорости гидратации выбуренной породы и перехода ее коллоидной составляющей в раствор.

Для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно – технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения.

Нефть и нефтепродукты в качестве смазочной добавки к глинистому раствору не предусматриваются.

2. Предупреждение загрязнения территории буровой.

Основание должно обеспечивать размещение, монтаж и эксплуатацию необходимого комплекса сооружений и оборудования для строительства скважин и предотвращать прямое контактирование технических средств и технологических процессов с естественной территорией.

Основные земляные, транспортные и строительно-монтажные работы требуется проводить в период устойчивых отрицательных температур воздуха.

Защита территории основания и территории, окружающей основание обеспечивается:

- конструктивным исполнением технологического оборудования, предотвращающим переливы, утечки и проливы технологических жидкостей;

- исключением попадания отходов бурения на поверхность за счет введения элементов сбора и отвода (поддоны, трубопроводы, желоба, подроторная воронка), проливов жидкостей, образующейся при ремонте оборудования и подъеме инструмента, при сбросе с вибросита, гидроциклонов, шламоотделителей и отработанных промывочных жидкостей из блока емкостей;

- создание организованного стока с поверхности основания, находящегося под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками, талых, дождевых, и сточных от обмыва оборудования вод в накопитель – отстойник;

- обваловкой периметра производительной зоны основания и созданием уклонов поверхности зоны от обваловки к отстойникам – накопителям с целью предупреждения слива дождевых, талых и сточных вод за территорию площадки;

- обваловкой места установки блока ГСМ, емкости сбора отработанных ГСМ;

- сооружением накопителей для сбора, хранения и последующей утилизации и захоронения шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод;

- в процессе освоения скважин продукт (нефть) собирается в емкости с последующим использованием в котельной и закачкой излишек в нефтяной сборный коллектор.

Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительномонтажных работах и в процессе бурения скважин

Транспортировка бурового оборудования осуществляется только по дорогам, соединяющим основную трассу и буровую площадку. При отсутствии дорог перевозки оборудования возможны только в зимнее время года по специально подготовленным трассам и зимникам. В летнее время движение

транспорта должно осуществляться по дорогам с твердым покрытием или водным путем. Расположение трасс перетаскивания бурового оборудования, подъездных дорог и зимников, а также сроки их использования согласовываются с местными органами.

При трассировке временных дорог: трассу прокладывают на участках местности с относительно спокойным рельефом; в случае совпадения направления дороги с направлением реки трассу прокладывают в ее пойме; избегают открытых снегозаносимых понижений рельефа, глубоких и плохо промерзающих болот.

Строительство временных дорог необходимо осуществлять в зимний период года при наличии мерзлого мохо-торфяного покрова.

Передвижение наземного транспорта необходимо осуществлять только по подготовленным дорогам.

На той части участков и трасс, где не намечаются земляные и планировочные работы, необходимо обеспечивать сохранение не менее 40% травяно-мохового покрова и почв. С целью сохранения плодородия почв и предотвращения эрозийных процессов предпочтение отдается зимней прорубке трасс.

Схемы размещения бурового оборудования разработаны с учетом руководящих документов по охране окружающей среды и являются основой для определения объемов строительно-монтажных работ.

Площадка, предназначенная для размещения бурового оборудования, строительства амбаров и склада ГСМ, должна быть очищена от леса, кустарника, затем произведена отсыпка песком. На остальной территории строительной площадки должен быть сохранен травяно-моховой покров не менее 40 %.

При выборе площадки на участках, примыкающих к существующим оврагам и склонам, для предупреждения термоэрозии необходимо на склонах площадки сохранять мохово-торфяной покров.

Для уменьшения степени загрязнения пластов в проекте предусмотрена ограниченная скорость спуска обсадных труб (0,4 м/с).

Для того чтобы поверхностные воды не засорились бытовыми отходами, в проекте предусмотрено применение мусоросборников.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяются следующие технологические решения:

- глинистая кольматация стенок скважины с образованием прочной низкопроницаемой корки, препятствующей фильтрации раствора в водоносный горизонт;

- обработка бурового раствора высокомолекулярными соединениями, обеспечивающими снижение фильтрационных свойств промывочной жидкости;

- ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления, в том числе спускоподъемных операциях.

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама представлены следующими: автоцистерна, экскаватор, автосамосвал, отверждающий состав, цементируочный агрегат, смесительная машина, установка для обработки отработанного бурового раствора отверждающим составом, установка для отверждения бурового шлама, установка для термической обработки отходов бурения, энергоносители, материалы, используемые для сбора плавающей нефти, технические средства для сбора и откачки нефти.

Продолжительность работы ЦА-320М при отверждении бурового шлама – 45 час.

Обезвреживание отработанного бурового раствора производится методом отверждения с последующим захоронением в шламовых амбарах. Жидкая фаза отработанных буровых растворов осветляется методом реагентной коагуляции.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Приоритетным загрязняющим фактором являются дымовые газы автотранспорта и строительных машин в процессе строительства кустового основания и передвижной теплофикационной котельной с котлами ПКН-2с (паропроизводительность - 2 т/час, расход нефти 158 кг/час) в процессе строительства скважины. Основными выбрасываемыми вредными веществами при работе транспорта и строительных машин и при рабочем режиме горения нефти в топках котлов являются: оксид углерода, окислы азота и серы.

Газоочистка конструкцией котельной и проектом не предусматривается.

В теплое время года испарения углеводородов из емкостей ГСМ, циркуляционной системы и шламовых амбаров являются загрязняющим фактором, интенсивность воздействия которого зависит от объемов применения нефти и нефтепродуктов для технологических целей, от герметичности емкостей и исправности запорной и контрольной арматуры. Загрязнение атмосферного воздуха испарениями углеводородов носит эпизодический характер.

В процессе приготовления буровых и тампонажных растворов возможно загрязнение воздуха пылью сыпучих материалов: цемента, глинопорошка, химреагентов и т.п. Загрязнение атмосферного воздуха пылью также носит эпизодический характер.

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

- до начала бурения скважины необходимо проверить и привести в исправное состояние все ёмкости, где будут храниться буровые растворы и химические реагенты;
- устье скважины, система приёма и замера пластовых флюидов, поступающих при испытании скважины, циркуляционная система должны быть герметизированы;
- для процесса строительства скважины необходимо использовать химические реагенты, имеющие установленные значения ПДК;
- доставка и хранение химических реагентов должны осуществляться в герметичных ёмкостях, необходимо вести учёт расходуемых и отработанных ГСМ и химических реагентов;
- применяемый при строительстве скважины передвижной транспорт должен своевременно проходить контроль;
- процесс сжигания топлива в котельной и ППУ необходимо регулировать (оптимизировать) согласно режимным картам;
- определение содержания загрязняющих веществ в отработанных газах дизельных агрегатов и при работе двигателя автомобиля осуществлять с помощью газоанализатора.

Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды

В соответствии с «Основами земельного законодательства» РФ 17.04.93 г., законом «О недрах» РФ, 4.05.92 г., законом РФ «Об охране окружающей природной среды» 3.03.92 г. производственные объединения и управления организуют ведомственный контроль за использованием и охраной недр, почв и водных объектов, за сбором, очисткой и обезвреживанием отходов производства.

Для организации ведомственного контроля за состоянием и охраной окружающей среды на предприятиях создаются соответствующие структурные подразделения, службы, лаборатории или отделы. Форма и содержание работы, распределение обязанностей и ответственности, вид и содержание учетной

документации и отчетности определяются в соответствии с действующими нормативными актами, видом и объемом производственной деятельности.

Строительство кустового основания осуществляется по проекту, предусматривающему комплекс мероприятий по защите окружающей среды. Проект строительства скважины учитывает требования охраны окружающей среды, как непосредственно в процессе строительства, так и в процессе эксплуатации скважины.

Применяемое для строительства скважины типовое комплектное оборудование не позволяет снизить концентрацию загрязняющих веществ в отходах бурения до уровня ПДК, поэтому комплекс мероприятий носит в значительной мере организационный характер и направлен на предупреждение или максимальное снижение вредного воздействия техники и технологии на окружающую среду.

Работы по охране окружающей среды при строительстве кустового основания и строительстве куста скважин предусматривают:

- детальное обследование источников загрязняющих выбросов и отходов, определение массы выбрасываемых загрязняющих веществ;
- разработку организационно-технических мероприятий по предупреждению или максимальному снижению загрязняющих выбросов и отходов производства;
- разработку плана контроля за состоянием и охраной окружающей среды и согласование плана с соответствующими природоохранными органами;
- контроль выполнения проектов и действующих проектных решений;
- организация и ведение мониторинга.

Охрана животного мира

Основным мероприятием по охране животного мира является сохранение среды их обитания, минимальное воздействие на растительность, полная рекультивация земельных участков и ликвидация отходов производства.

Для охраны животного мира, мест их обитания следует произвести следующие мероприятия:

- вырубку производить после согласования границ с органами лесного хозяйства;
- использование вырубленной древесины;
- избегать мест селения и путей миграции, животных при выборе площадки строительства и трасс движения;
- исключить возможность браконьерства.

Охрана недр при строительстве скважин

Для обеспечения охраны недр настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с инструкциями и руководящими документами.

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечивает охрану недр надежной изоляцией флюидо – содержащих горизонтов друг от друга;

- предупреждает возникновение нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования рационального количества обсадных колонн, расчета глубин их спуска, изоляции нефтеводоносных горизонтов тампонажными растворами за всеми обсадными колонками, а также установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90;

- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты предусматривается путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

(Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах)

В процессе бурения скважины возникают различные виды чрезвычайных ситуаций. Это открытые нефтяные и газовые фонтаны, падение и разрушение вышек и морских оснований, падение элементов буровой установок, взрывы и пожары на буровых, которые приводят к выводу из строя бурового и прочего оборудования и остановка бурения.

Рассмотрим один из случаев: нефтяной или газовый фонтан. Признаками начала открытого фонтана служат перелив промывочной жидкости при отсутствии ее циркуляции, в наличии в циркулирующей промывочной жидкости пачек, обильно насыщенных газом или нефтью, увеличения объема промывочной жидкости в емкостях, при отсутствии различных добавок подается сигнал “Выброс”. При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве. При возникновении открытого фонтана действия буровой бригады подразумевают:

- 1) остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей;
- 2) остановить все силовые приводы;
- 3) отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной;
- 4) на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения;

5) предпринять меры по отключению соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут находиться на загазованной территории;

6) запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости посты охраны;

7) предотвратить растекание нефти на территории;

8) сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

Работы по ликвидации открытых фонтанов относятся к категории особо опасных для народного хозяйства, поэтому для их устранения создается штаб. Все работы по ликвидации открытого фонтана проводятся под руководством специальных военизированных служб. Буровая бригада при ликвидации фонтана выполняет вспомогательные работы, а при необходимости эвакуируется в безопасное место.

5.4. 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 выпускной квалификационной работе создан технический проект включающий ГТН и КНБК на сооружение эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 6425 метров на Карачаганакском нефтяном месторождении находящемся в Западно-казахстанской области (Республики Казахстан).

Общая часть дипломного проекта содержит технико-технологические расчеты, геолого-геофизические расчеты и все необходимые для строительства скважины данные.

Специальная часть дипломного проекта содержит анализ методов и технологии очистки ствола направленных скважинах от шлама.

В экономической части я рассчитал нормативную продолжительность строительства скважины, составил линейно-календарный график в котором учитывается непрерывность работы бригады, рассчитал сметную стоимость скважины а также сметную стоимость с учетом индекса удорожания для Томской области.

В заключении об социальной ответственности можно выделить проблему: повышения социальной ответственности в преодолении противоречия между потребностями организации и ожидаемым обществом социально-значимым поведением организаций. Решению способствуют знания и использование механизмов его формирования, в числе которых ведущее место занимает социальная ответственность как необходимый атрибут.

В связи с необходимостью повышения социальной ответственности, субъектам управления современными организациями важно учитывать, что требования общества к организациям становятся всё более персонифицированным. Поэтому возникают проблемы определения степени социальной ответственности организаций перед своими работниками.

Список используемых источников

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
2. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
3. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор конструкции эксплуатационного забоя».– Томск, ТПУ.
4. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».– Томск: Изд. ТПУ, 2008 г. – 92 с.
5. Приказ Ростехнадзора №101 от 12.03.2013г. об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ».
6. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин; Под ред. А.И. Булатова. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998.
7. Калинин А.Г., Ганджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин./Под. Ред. Проф. А.Г. Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 808 с.
8. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005-75 с.
9. Чубик, Петр Савельевич. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей: К 100-летию геологического образования в Сибири (1901-2001 гг.) / П. С. Чубик; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во НТЛ, 1999. – 300 с.
10. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.

11. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 494 с.
12. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет натяжения эксплуатационной колонны». – Томск, ТПУ.
13. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 39-00147001-767-2000. Москва, 2000 г.
14. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
15. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. РД 08-254-98. Москва, Ростехнадзор России, 1998 г.
16. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
17. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. РД 39-133-94, Москва, 1994 г.
18. Сооружение и оборудование для кустового бурения скважин. Справочное пособие / В.Г. Колгерин, Б.З. Султанов, Л.А. Шварцев, М.О. Крист. – М.: Недра, 1992. – 231 с.
19. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. РД 39-0148070-6.027- 86, Тюмень, СибНИИНП.
20. Единые нормы времени на бурение скважин. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 598 с.
21. Хапизтуддин Мангор, Реймонд Элдер, Жан Буле, Энтони Монне. Очистка скважин с большими зенитными углами // Oil&GasJournalRussiaHydroclean. 2010. URL: <http://www.vamdrilling.com> (дата обращения: 25.11.2013).