

ВВЕДЕНИЕ

Данный дипломный проект выполнен на основе материалов, собранных на Арчинском месторождении.

В дипломном проекте рассматриваются следующие разделы:

- 1) Геолого–геофизическая часть: разрез скважины, условия проводки скважины, возможные осложнения.
- 2) Технология строительства скважины: рассматриваются вопросы, связанные с проводкой скважины.
- 3) Техника для строительства скважины: выбор техники для строительства скважины.
- 4) Специальная часть: Технологическое решение вскрытия продуктивного пласта методом репрессии. Производятся необходимые выводы и рекомендации.
- 5) Экономическая часть, вопросы связанные с экономической эффективностью.
- 4) Социальная ответственность: вопросы охраны труда и окружающей среды.

1. Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1.1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Арчинское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Смешанный лес
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Парабельский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	3,0 +35 -53
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,6
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	240
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	185
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное, северное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	20 - 25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-

Продолжение таблицы 1.1

Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 1.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Пудино Кедровый

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.1

Обзорная карта района работ



Рисунок 1.1 — Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.3

Таблица 1.3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Таблица 1.3 – Проектный стратиграфический разрез

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	20	20	Четвертичная система	Q	0	0
20	140	140	Неогеновая система	N	0	0
140	150	150	Туртаская свита	P ₃ trt	0	0
150	165	165	Новомихайловская свита	P ₃ nm	0	0
165	185	185	Алтымская свита	P ₃ at	0	0
185	235	235	Чеганская свита	P ₂₋₃ cg	0	0
235	285	285	Люлинворская свита	Pg ₂ ll	0	0
285	340	340	Талицкая свита	P ₁ tl	0	0
340	385	385	Ганькинская свита	K ₂ gn	0	0
385	480	480	Славгородская свита	K ₂ sl	0	0
480	660	660	Ипатовская свита	K ₂ ip	0	0
660	680	680	Кузнецовская свита	K ₂ kz	0	0
680	1560	1560	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	0	0
1560	1600	1600	Алымская свита	K ₁ al	1,3	1
1600	2265	2265	Киялинская свита	K ₁ kls	1,4	1
2265	2345	2345	Тарская свита	K ₁ tr	1,6	1
2345	2470	2470	Куломзинская свита	K ₁ klm	1,2	1

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице

1.4.

Таблица 1.4 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	20	Глина	30
			суглинок	25
			пески	25
			супеси	20
N	20	140	песок	50
			глина	50
P ₃ trt	140	150	глина	40
			песок	40
P ₃ nm	150	165	глины	10
			алевроиты	10
P ₃ at	165	185	пески	100
P ₂₋₃ cg	185	235	глины	100
Pg ₂ ll	235	285	глины	100
P ₁ tl	285	340	глины	100
K ₂ gn	340	385	глины	100
K ₂ sl	385	480	глины	100
K ₂ ip	480	660	глины	80
			пески	10
			песчаники	10
K ₂ kz	660	680	глины	100
K ₂ kz	660	680	пески	50
			песчаники	40
			мергели	10
K ₁₋₂ pk	680	1560	песчаники	80
			мергели	20
K ₁ al	1560	1600	песчаники	50
			глины	50
K ₁ kls	1600	2265	песчаники	60
			глины	40
K ₁ tr	2265	2345	песчаники	100
K ₁ klm	2345	2470	аргиллиты	10
			песчаники	20
			алевриты	40
			алевролиты	30

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 1.5, из анализа которой следует, что породы имеют в интервале 165—660 м сложен «шоколадными» глинами, обладающими высокой набухаемостью и текучестью. Поэтому в данном интервале во избежание осложнений проектируется использование ингибированного раствора в совокупности с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.6.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности Казанского месторождения представлена в таблице 1.7.

Таблица 1.5 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфич еского подразделени я	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	проницае- мость	Глинис- тость, %	Абразив- ность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промысловой классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	20	Глина	2,1	30	0	95	4	2	Мягкая
			суглинок	2,0	25-30	0	90	4	2	
			пески	1,9	25-30	2500	10	10	1	
			супеси	2,0	20	0	40	10	3	
N	20	140	пески	1,9	30	1000	20	10	1	Мягкая
			глины	2,1	30	0	95	4	2	
P ₃ trt	140	150	глина	2,1	30	0	95	4	2	мягкая
			песок	1,9	30	1000	10	10	1	
P ₃ nm	150	165	глины	2,1	30	0	95	4	2	мягкая
			алевролиты	2,2	30	20	10	10	3	мягкая
P ₃ at	165	185	пески	2,0	25	1000	10	10	1	мягкая
P ₂₋₃ cg	185	235	глины	2,1	30	0	100	4	2	мягкая
Pg ₂ ll	235	285	глины	2,1	30	0	100	4	2	мягкая
P ₁ tl	285	340	глины	2,2	30	0	100	4	3	мягкая
K ₂ gn	340	385	глины	2,2	25	0	100	4	3	мягкая
K ₂ sl	385	480	глины	2,2	25	0	100	4	3	мягкая
K ₂ ip	480	660	глины	2,3	20	0	95	4	3	мягкая
			пески	2,0	25	10	20	10	1	
			песчаники	2,1	22	50-300	10	10	2	
K ₁₋₂ pk	680	1560	песчаники	2,1	22	50-300	20	10	2	средняя
			мергели	2,4	25	0	50	4	1	средняя
K ₁ al	1560	1600	песчаники	2,2	22	20-50	15	10	2	Средняя
			глины	2,4	16	0	95	4	3	
K ₁ kls	1600	2265	песчаники	2,2	20	10	15	10	3	средняя
			глины	2,4	20	0	95	4	3	

Продолжение таблицы 1.5

K ₁ tr	2265	2345	песчаники	2,3	19	20-50	20	10	3	средняя
K ₁ klm	2345	2470	аргиллиты	2,4	5	0	95	4	3	средняя
			песчаники	2,3	15	10-250	20	10		
			алевриты	2,3	10	0	25	10		
			алевролиты	2,3	10	0	25	6		

Таблица 1.6 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфич есого подразделени я	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,200	0	0,22	15
N	20	140	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	16
P ₃ trt	140	150	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	17
P ₃ nm	150	165	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	18
P ₃ at	165	185	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	19
P ₂₋₃ cg	185	235	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	20
Pg ₂ ll	235	285	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	21
P ₁ tl	285	340	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	22
K ₂ gn	340	385	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	26
K ₂ sl	385	480	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	27
K ₂ ip	480	660	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	31
K ₂ kz	660	680	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	32
K ₁₋₂ pk	680	1560	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	57
K ₁ al	1560	1600	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	58
K ₁ kls	1600	2265	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,23	0,23	77
K ₁ tr	2265	2345	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,23	0,23	79
K ₁ klm	2345	2470	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,23	0,23	86

Таблица 1.7 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см 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							
J ₃ vs	2355	2370	поровый	0,756-0,825	4-28,9	2,5-126,3	-
J ₁₋₂ tm	2400	2420	поровый	0,756-0,825	4-28,9	2,5-126,3	-
Водоносность							
N-P ₂₋₃ cg	20	235	поровый	1,0	5	-	да.ГКН. Степень минерал. - 0,28г/л, Cl ⁻ -1,17мг/экв; SO ₄ ⁻ <2мг/экв; HCO ₃ ⁻ - 4,6мг/экв; Na ⁺ - 0,55мг/экв; Mg ⁺⁺ - 1,73мг/экв; Ca ⁺⁺ - 7,9мг/экв
Pg ₂ II- K ₂ kz	235	680	поровый	1,1	100	-	нет.ХЛК Степень минерал. - 14,2г/л, Cl ⁻ -257,5мг/экв; SO ₄ ⁻ <2мг/экв; HCO ₃ ⁻ - 1,7мг/экв; Na ⁺ - 266,5мг/экв; Mg ⁺⁺ - 13,3мг/экв; Ca ⁺⁺ - 25мг/экв

Продолжение таблицы 1.7

<p>K₁₋₂ pk- K₁ al</p>	680	1600	поровый	1,1	100	-	<p>нет. ХЛК. Степень минерал. - 17,8-20г/л, Cl⁻ -257,5мг/экв; SO₄- <2мг/экв; HCO₃ - 1,7мг/экв; Na⁺ - 266,5мг/экв; Mg⁺⁺ - 13,3мг/экв; Ca⁺⁺ - 25мг/экв</p>
<p>K₁ kls- K₁ klm</p>	1600	2470	поровый	1,014	20	-	<p>нет.ХЛК Степень минерал. - 00,8- 29г/л, Cl⁻ - 344мг/экв; SO₄-14мг/экв; HCO₃ - 4мг/экв; Na⁺ -93,5мг/экв; Mg⁺⁺ -3мг/экв; Ca⁺⁺ - 87мг/экв</p>

Разрез представлен 2 нефтеносным и 4 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2355-2370м, 2400-2420м (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 450 м для эксплуатации водоносного горизонта 380-395 м.

1.4 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 1.8.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации. В интервале 0—235 м, 235—480 м, 680—1600 м возможны обвалы и осыпи неустойчивых пород и заклинка инструмента, причиной которого является несоблюдение параметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы.

В интервале 185—480 м, 660—680 м, 1560—2265 м прогнозируется вероятность кавернообразования, за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора. В интервале 0—185 м, 680—1560 м ожидаются поглощения бурового раствора. Поэтому необходимо соблюдать параметры бурового раствора.

В интервале 20—235 м, 235—680 м, 680—1600 м, 1600—2470 м нефтегазоводопроявления из-за возникновения депрессии на водоносные пласты.

В интервале 0-560м, 575-1440 м ожидаются поглощение бурового раствора. Поэтому необходимо соблюдать параметры бурового раствора.

1.5 Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 1.9.

Таблица 1.8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q-P ₃ at	0	185	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления .
K ₁₋₂ pk	680	1560		
N - P ₂₋₃ cg	20	235	нефтегазоводопроявления вода	<p>Возникновение депрессии на водоносные пласты. Перелив раствора на устье, увеличение фильтрации раствора, увеличение объема раствора в приемных емкостях.</p> <p>Появление в растворе пленок нефти.</p>
Pg ₂ ll - K ₂ kz	235	680		
K ₁₋₂ pk - K ₁ al	680	1600		
K ₁ kls-K ₁ klm	1600	2470		
Q-P ₂₋₃ cg	0	235	Прихватопасные зоны Возможны обвалы и осыпи неустойчивых пород и заклинка инструмента	Несоблюдение параметров раствора и режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы
Pg ₂ ll- K ₂ sl	235	480		
K ₁₋₂ pk	680	1560		Увеличение плотности бурового раствора выше проектной, оставление инструмента без движения более пяти минут.
K ₁ al	1560	1600		

Продолжение таблицы 1.8

P ₂₋₃ cg- K ₂ sl	185	480	Кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₂ kz	660	680	Кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₁ al- K ₁ kls	1560	2265	Незначительное кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора

Таблица 1.9 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
В интервале кондуктора				
0	1053	Инклинометрия с совместной записью	По всему стволу	ГК
0	2620	Акустическая цементометрия	В обсаженном стволе	АКЦ с записью ФКД
		Плотностная цементометрия	-	ЦМ-812
		ЛМ (для определения положения муфтовых соединений обсадных труб)	-	-
		МЛМ	-	-
В интервале эксплуатационной колонны				
0	2620	Стандартный каротаж, кавернометрия, резистивиметрия	В открытом стволе	A2.0M0.5N, N6.0M0.5N
		Инклинометрия	-	-
		БКЗ, Боковой каротаж (БК), Индукционный каротаж (ИК), Акустический каротаж (АКВ)		A0.4M0.1N, A1.0M0.1N, A4.0M0.5N, A8.0M0.5N, A0.5M2.0N, ВИКИЗ
		Радиоактивный каротаж		ГК, НКТ
		Газовый каротаж		
		Геолого-технические исследования		
		Радиоактивный каротаж	В обсаженном стволе	ГК, НКТ, МЛМ

Продолжение таблицы 1.9

		Акустическая цементометрия		АКЦ с записью ФКД
		Плотностная цементометрия		СГДТНВ
		Инклинометрия		ГК
		Термометрия		ОГГ
		ГК, МЛМ-привязка зоны перфорации		ГК

2. Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 2.1.
Запроектирован плоский трехинтервальный профиль скважины.

Таблица 2.1 - Результаты проектирования профиля скважины

Тип профиля		плоский трехинтервальный										
Исходные данные для расчета												
Глубина скважины по вертикали, м		2470	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м -							1		
Глубина вертикального участка скважины, м		100	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град -							-		
Отход скважины, м -		500	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м -							-		
Длина интервала бурения по пласту, м		2620	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м -							-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м -		-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град -							24		
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 -							24		
№ 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	100	100	0	0	0	0	0	0	100	100	
2	100	519	419	0	89	89	0	24	100	531	431	
3	519	2470	1951	89	500	411	24	24	531	2620	2089	
Итого	Σ		2470	Σ		500	-	-	Σ		2620	

2.2 Обоснование конструкции скважины

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 – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

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

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

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

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

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

3. Расчет коллектора на устойчивость.

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

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (2.1)$$

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

расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

$$30 < 74,266 \text{ МПа.}$$

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

4. Определение конструкции забоя.

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

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 1.

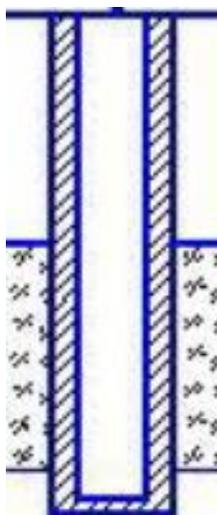


Рисунок 2.1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.2 [1, с.57]

¹ Технология бурения нефтяных и газовых месторождений: мет. указания к выполнению курсового проекта «Нефтегазовое дело»/Епихин А.В., Ковалев А.В. - Томск, 2016. - 152с.

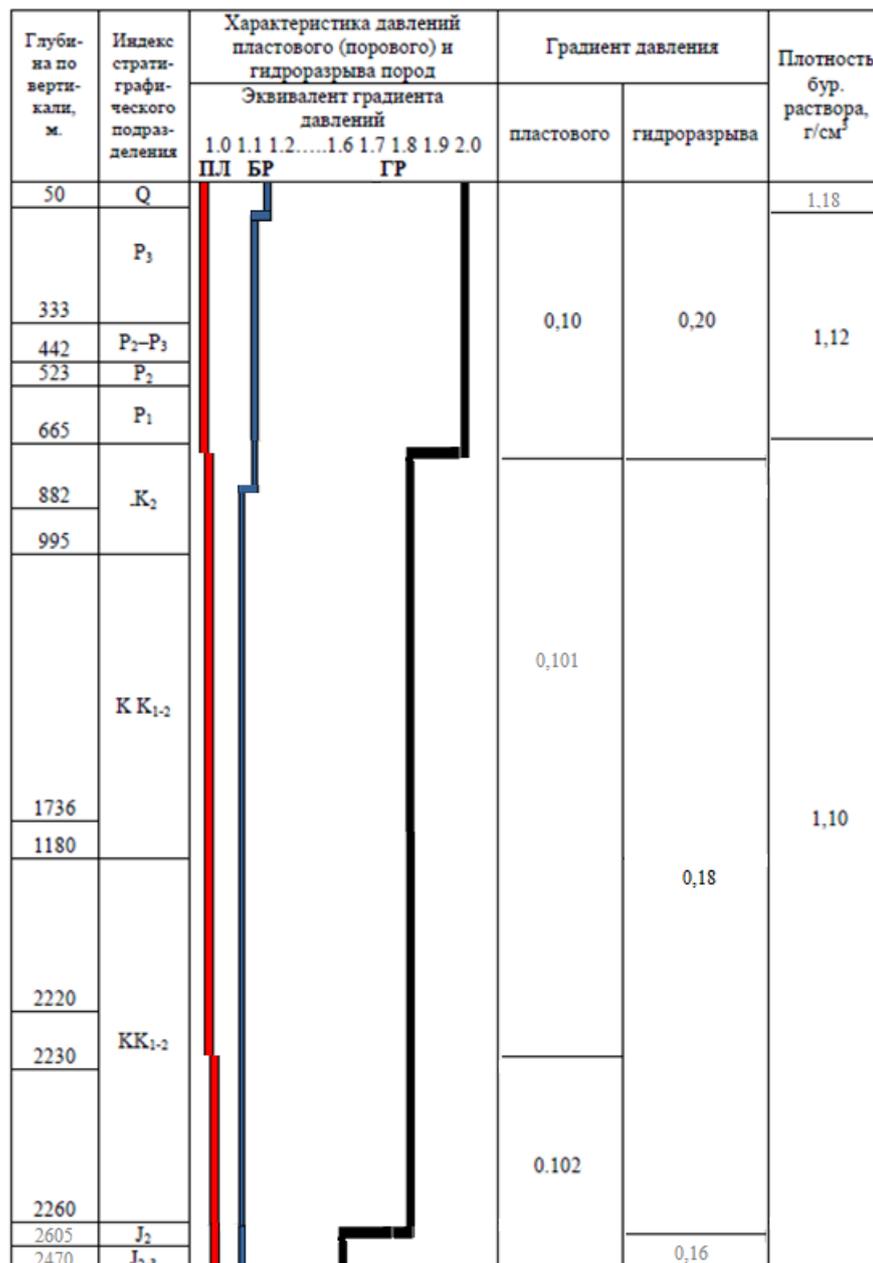


Рисунок 2.2 - График изменения коэффициентов аномальности пластовых давлений и индексов давлений начала поглощения

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

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 60 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 60 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 810 м, и выбирается глубина 845 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3170 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 123 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 845 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 695 – 2620 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (100-150 м³/сут нефти) – 177,8 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Интервал установки по стволу, м	Наименование обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Наружный диаметр соединения, мм	Диаметр долота, мм
0–60	Направление	324	351	393,7
0-845	Кондуктор	244	269,9	295,3
0-2620	Эксплуатационная	178	194,5	215,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.3

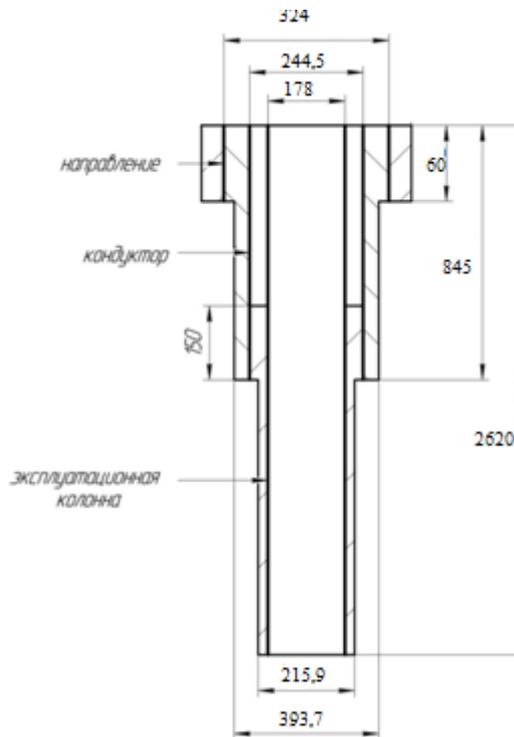


Рисунок 2.3 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 20,15 МПа.

Устье скважины перед перфорацией должно быть оборудовано превентором ПМТ-156×21, лубрикатор Л65×21. Скважина опрессовывается на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

Существует несколько разновидностей доставки перфоратора в интервал перфорирования:

1. на геофизическом кабеле;
2. на НКТ
3. в НКТ

Выбираем первый способ доставки, так как он подходит для нашего перфоратора и не требует дополнительных затрат времени и действий бригады освоения (на спуск НКТ).

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный
60-845	Кондуктор	турбинный
845-2620	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны шарошечные долота, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-845	845-2620
Шифр долота		Ш 393,7 С-ГВ	Ш 295,3 МСЗ-ГНУ	Ш 215,9 С-ГНУ
Тип долота		четырёх	четырёх	пяти
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		мягкие	мягкие	средние, твердые
Присоединитель-ная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	6 ^{5/8} Reg	6 ^{5/8} Reg	4 ^{1/2} Reg
Длина, м		0,4	0,3	0,3
Масса, кг		0,9	0,9	0,4
G, т	Рекомендуемая	5-12	2-10	2-10
	Предельная	12	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	80-400	80-440	60-400
	Предельная	400	440	400

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-845	845-2620
Исходные данные			
α	0,4	0,4	0,4
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1100	1250	2300
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
k_T	33	29	29
$D_{с}, \text{мм}$	13	12	10
$q, \text{кН/м}$	0,2	0,3	0,6
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$G_{пред}, \text{тс}$	100	120	120
$G_1, \text{кН}$	29,52	22,1	16,1
$G_2, \text{кН}$	78,74	88,59	129,54
$G_3, \text{кН}$	80	96	96
$G_{проект}, \text{кН}$	62,7	69	80,5

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (845-2620 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты

проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента

Интервал		0-60	60-845	845-2620
Исходные данные				
V _л , м/с		2,5	2,8	2,8
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ, мс		6	6	2
z		26	22	22
α		0,9	0,7	0,9
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		165	248	115
n ₂ , об/мин		634	373	128
n ₃ , об/мин		250	270	112
n _{проект} , об/мин		60	290	130

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0-60 метров (интервал бурения под направление) выбирается роторный способ бурения, от 60 до 845 м турбобур ЗТСШ-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-195, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

В таблице 2.7 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.7 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-845	845-2620
Исходные данные				
D _д	м	не требуется	0,2953	0,2159
	мм		295,3	215,9
G _{ос} , кН			3,0	3,0
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		не требуется	236	173
M _р , Н*м			259	190
M _о , Н*м			148	108
M _{уд} , Н*м/кН			36,9	27,4

В таблице 2.8 приведены технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.8 - Технические характеристики запроктированных двигателей по интервалам бурения.

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ЗТСШ-240	60-845	240	23,23	5975	32-45	470	2,65	112-134
ДРУ-195	845-2620	195	6,42	1140	30	80	3,1	67-210

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

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

производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 2.9 и 2.10.

Таблица 2.9 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-845	845-2620
Исходные данные			
$D_{л}, м$	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,6	0,5	0,4
K_k	1,3	1,5	1,5
$V_{кр}, м/с$	0,1	0,15	0,15
$V_m, м/с$	0,0083	0,0069	0,0041
$d_{бг}, м$	0,324	0,2445	0,178
$d_{мах}, м$	0,3069	0,2287	0,166
$d_{нмах}, м$	0,3746	0,2813	0,2127
n	1,15	1,15	1,15
$V_{кмин}, м/с$	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}, м/с$	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1,18	1,12	1,10
$\rho_{п}, г/см^3$	2,600	2,600	2,700
$Q_1, л/с$	73,2	34,22	18,6
$Q_2, л/с$	71,89	34,87	11,9
$Q_3, л/с$	109,5	80,1	43,2
$Q_4, л/с$	42,11	30,8	16,6
$Q_5, л/с$	253	190	144
$Q_6, л/с$	45	25	35
$Q_{табл}, л/с$	120	90	50
$\rho_{табл}, кг/м^3$	1000	1000	1000
$\rho_{бр}, кг/м^3$	1180	1120	1100
$M, Н*м$	1500	2500	2730
$M_{табл}, Н*м$	2650	2650	3950
n	0,9	0,9	0,9
$Q_{н}, л/с$	170	190	190
$Q_{пров1}, л/с$	83,05	82,4	39,3
$Q_{пров2}, л/с$	153	171	171

Таблица 2.10 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-845	845-2620
Исходные данные			
Q_1 , л/с	73,2	34,22	18,6
Q_2 , л/с	71,89	34,87	11,9
Q_3 , л/с	109,5	80,1	43,2
Q_4 , л/с	42,11	30,8	16,6
Q_5 , л/с	253	190	144
Q_6 , л/с	45	25	35
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	99,1	65,8	44,8
Q , л/с	50	45	30
$Q_{тн}$, л/с	120	90	50
ρ_1 , кг/м ³	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1180	1120	1100
$M_{тм}$, Н*м	1340	2650	3100
$M_{тб}$, Н*м	33	67	61,3

2.3.7 Выбор компоновки и расчет буровой колонны

Расчет компоновки буровой колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор буровых утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты буровой колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета буровой колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 2.11-2.12.

В таблице 2.13 приведены параметры компоновок низа буровой колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 2.11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-178	178	12	145,0
2	УБТ-120	120	6	73,9
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	КБТ-147	147	12	239
2	ЗП-178	168	576,8	69,3

Таблица 2.12 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
P_n , кгс/мм ²	2,67		Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)		
$P_{кр}$, кгс/мм ²	3,07		Да		
$P_{кр} / P_n$	3,07/1,15				
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
УБТ-178	1450	12	1,120	7,850	2470
КБТ-147	239	12	1,120	7,850	9366
Σ					11836
$Q_{КНБК}$, кгс	18925		Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,4$)		
K	1,15				
ΔP, МПа	10,5		Да		
F _к , мм ²	12272				
σ_T , кгс/мм ²	33				
В наклонном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	1450	12	1,100	7,850	1280
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	21,0*10 ⁵	39	5	168	178
Ψ ⁺ /Ψ ⁻	0,3		Q _р , кгс	110488	
α	0,91		M _{итак}	3391	
μ	0,5		W, см ³	46	
R, м	5730		[σ], кгс/мм ²	38	
Q _к , кгс	123733		σ_3 , кгс/мм ²		
σ_p , кгс/мм ²	188,5				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$				Да	
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	1450	12	1,120	7,850	9077
Σ					10074
Q' _{тк} , кгс	171360		Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м	1560	
Q _{КНБК} , кгс	40798				
n	171360				
q _м , кгс/м	40798				
K _т	171360				
K	40798		Максимальная длина секции бурильных труб, м	12	
n	171360				
F _к , мм ²	40798				
σ_T , кгс/мм ²	171360				

Таблица 2.13 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	60	Ш 393,7 С-ГВ	0,04	0,4	под направление
			УБТ-203	4,68	6,0	
			АБТ147	3,58	12	
Σ				8,3	18,4	
2	60	100	Ш 295,3 МСЗ-ГНУ	0,09	0,4	под кондуктор
			Калибратор 5КС 295,3 СТ	0,29	1,90	
			ЗТСШ-240	2,53	10,0	
			Обратный клапан КОБ-178	2,48	0,37	
			УБТ-178	4,53	18	
			АБТ-147	3,58	12	
Σ				13,5	30,67	
3	100	227	Ш 295,3 МСЗ-ГНУ	0,09	0,4	под кондуктор
			Калибратор 5КС 295,3 СТ	0,32	1,9	
			ЗТСШ-240	2,53	10,6	
			КОБ-178	2,48	0,37	
			ЗИС	0,70	6,0	
			УБТ-178	4,53	12	
			АБТ-147	3,58	12	
Σ				14,23	43,27	
4	227	845	Ш 295,3 МСЗ-ГНУ	0,09	0,4	под кондуктор
			5КС 295,3 СТ	0,32	1,9	
			ЗТСШ-240	2,53	10,6	
			КОБ-178	2,48	0,37	
			УБТ-178	4,53	24	
			АБТ-147	3,59	12	
Σ				13,54	49,27	
5	845	2316	Ш 215,9 МЗ-ГВ	0,04	0,40	под эксплуатационную колонну
			9К 215,9 МСТ	0,06	0,48	
			ДРУ-195	4,79	25,70	
			КОБ-178	0,03	0,40	
			УБТ-178	4,68	12	
			АБТ-147	3,45	12	
			ПП 133/147	0,039	0,5	
			ТБПК 127x9	2,39	12	
			ПП147/133	0,039	0,5	
			АБТ 147x11	3,59	12	
Σ				19,108	75,98	

Продолжение таблицы 2.13

6	2316	2510	Ш 215,9 МС-ГНУ	0,04	0,40	под эксплуата- ционную колонну
			9К 215,9 МСТ	0,06	0,48	
			ДРУ-195	1,14	25,7	
			КОБ-178	0,03	0,40	
			ЗИС	0,70	6,0	
			УБТ-178	14,5	12	
			АБТ-147	2,39	12	
			ПП 133147	0,039	0,5	
			ТБПК 127x9	2,39	12	
			ПП147/133	0,039	0,5	
			АБТ 147x11	3,59	12	
			Σ	25	81,98	
7	2510	2620	Ш 215,9 МС-ГНУ	0,04	0,40	под эксплуата- ционную колонну
			9К 215,9 МСТ	0,06	0,48	
			ДРУ-195	1,14	25,7	
			КОБ-178	0,03	0,40	
			УБТ-178	14,5	12	
			АБТ-147	2,39	12	
			ПП 133/147	0,039	0,5	
			ТБПК 127	2,39	12	
			ПП 147/133	0,039	0,5	
			АБТ 147	3,59	12	

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 и кондуктор – глинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – хлоралиевый ингибированный.

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 2.14. В таблице 2.15 представлен компонентный состав бурового раствора, далее приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 2.14 – 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	60	1,15	4,3	60	9,81	1180	2230	1,5	0,008	
60	845	1,15	5,2	845	9,81	1120	2400	1,5	0,006	
845	2620	1,15	2,1	2620	9,81	1100	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	60	1,570	35 - 40	65 - 70	33	6,8	9	2	20	9
60	845	1,348	40 - 50	55 - 65	28	7,45	8 - 9	1-2	10	7
845	2620	1,690	35 - 40	25 - 30	35	6,5	8 - 9	0,05	10	7

Таблица 2.15 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	845	Глинистый Вода пресная, Бентонит, Penta 465, BEN-EX, СМС (Т) HV, СМС (Т) LV, кальцинированная сода, каустическая сода, SAPP
845	2620	Хлоркалийевый ингибированный Soda Ash, Caustik Soda, Calcium Carbonate Fine 07-96 MI, Calcium Carbonate Medium MK 160 MI, Calcium Carbonate Coarse MK 400 MI, KCL white, Penta 4650, СМС (Т) LV, HIBTROL ULV, Thermpac UL, POLIPAK ELV, POLIPAK R, DUO-VIS NS, DRIL-FREE0, DRIL-KLEEN II, LIME, M-I CIDE0, CITRIC ASID, SAPP

С целью обеспечения полноты удаления выбуренной породы из бурового раствора и регулирования содержания твердой фазы в буровом растворе при бурении планируется осуществлять четырехступенчатую систему очистки с использованием технических средств, изготовленных зарубежными фирмами.

К основному оборудованию системы приготовления и очистки бурового раствора относятся:

- полнопоточное линейное вибросито (2 шт.) фирмы "Derrick" в комплекте с приемной емкостью и емкостью под вибросито с гидравлической системой регулирования угла наклона сетки (от минус 15⁰ до плюс 5⁰);
- гидроциклонная установка ПГ-50;
- илоотделители ИГ-50;
- центрифуга (1 шт.) фирмы "Derrick" с полным гидравлическим приводом, с независимой плавной регулировкой скорости вращения барабана и шнека, автоматическим очищением и остановкой шнека, радиальным потоком;
- центробежные насосы, винтовой конвейер, емкости, лопастные перемешиватели, всасывающие и нагнетательные линии, запорная арматура и т.п.

Буровой раствор из скважины поступает на вибросита, на которых происходит отделение основной массы выбуренной породы (шлама) от раствора. Шлам с вибросит сбрасывается в шламовый амбар, а буровой раствор через сетки вибросита стекает в емкость, откуда центробежным насосом ШН-150 подается в пескоотделитель гидроциклонной установки. В пескоотделителе буровой раствор разделяется на пульпу с повышенным содержанием песка и на основную массу раствора. Основная масса раствора собирается в емкость для предварительной очистки. Концентрат песка сбрасывается с помощью конвейера в шламовый амбар, а жидкая часть пульпы стекает в емкость для предварительной очистки раствора. Из этой емкости раствор с помощью центробежного насоса подается в илоотделители для тонкой очистки, где он разделяется на два потока: пульпу и основную массу раствора. Пульпа стекает на сетку вибросита: концентрат частиц сбрасывается на конвейер и далее в шламовый амбар, а жидкая часть раствора с илоотделителей с помощью центробежного насоса направляется напрямую в активные емкости насосно-емкостного блока буровой установки (при отсутствии необходимости

дальнейшего снижения твердой фазы в растворе) или в центрифугу. Буровой раствор, попадая в центрифугу, разделяется на жидкую и твердую фазу (кек). Кек с центрифуги направляется в шламовый амбар.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 2.16, а в таблице 2.17 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 2.16 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
2620	0,2159	1,25	30,8	46,7	2650
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,032	УНБТ-950А	1,25	0,016	15	1120
КНБК					
Элемент	d_n , м	L , м		d_b , м	
УБТ 203 79Д	0,203	6,0		0,079	
УБТ 178-71Д	0,178	6,0		0,071	
АБТ-147-120Д	0,147	12,4		0,12	
ТБПК 127-88,9Д	0,127	25,5		0,88	

Таблица 2.17 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	φ	$d_c, \text{м}$	$V_{кп}, \text{м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
1450	0,99	0,270	0,5	5,2	0,2
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$	$d, \text{мм}$	
0,39	2,1	80	0,0054	12	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	$S_{кп}$	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ 178-71Д	17674	37504	71	0,078	-
УБТ 146-75Д	24125	27818	93	0,048	-
АБТ-147	23919	28044	117	1,1	-
ТБПК 127	28090	24119	163	1,2	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_T	
УБТ 178-71Д	36150	35051	0,0299	0,0014	
УБТ 146-75Д	29723	20653	0,0295	0,0097	
АБТ-147	21401	18251	0,0289	0,015	
ТБПК 127	24542	17856	0,029	0,016	

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой скважины требуется произвести отбор керна для исследовательских работ.

Отбор керна, шлама и грунтов не предусматривается

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1020	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1070
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1920
плотность нефти $\rho_{н}$, кг/м ³	700	глубина скважины, м	2620
высота столба буферной жидкости h_1 , м	695	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	150
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	1730

2.4.1.1 Расчет наружных и внутренних избыточных давлений

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

На рисунке 1 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

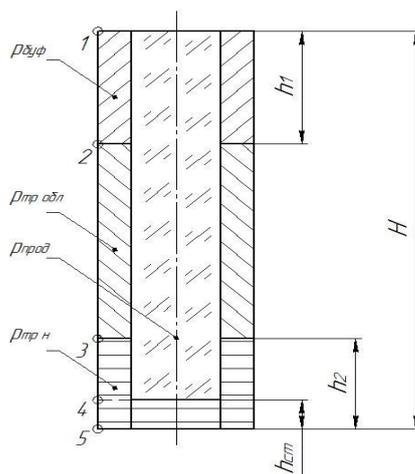


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 2.19 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.19 – 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	695	2470	2610	2620
Наружное избыточное давление, МПа	0	1,9	3,9	14,4	12,6

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кз} = 5,96$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_2 = 12,6$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 2 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

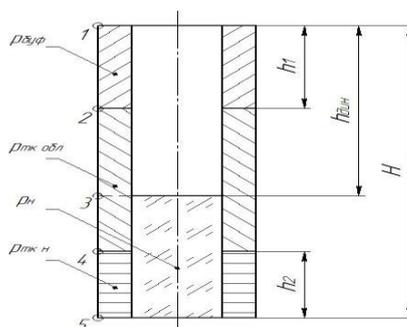


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 2.20 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.20 – 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	695	1730	2470	2620
Наружное избыточное давление, МПа	0	20,3	0,3	0,5	0,5

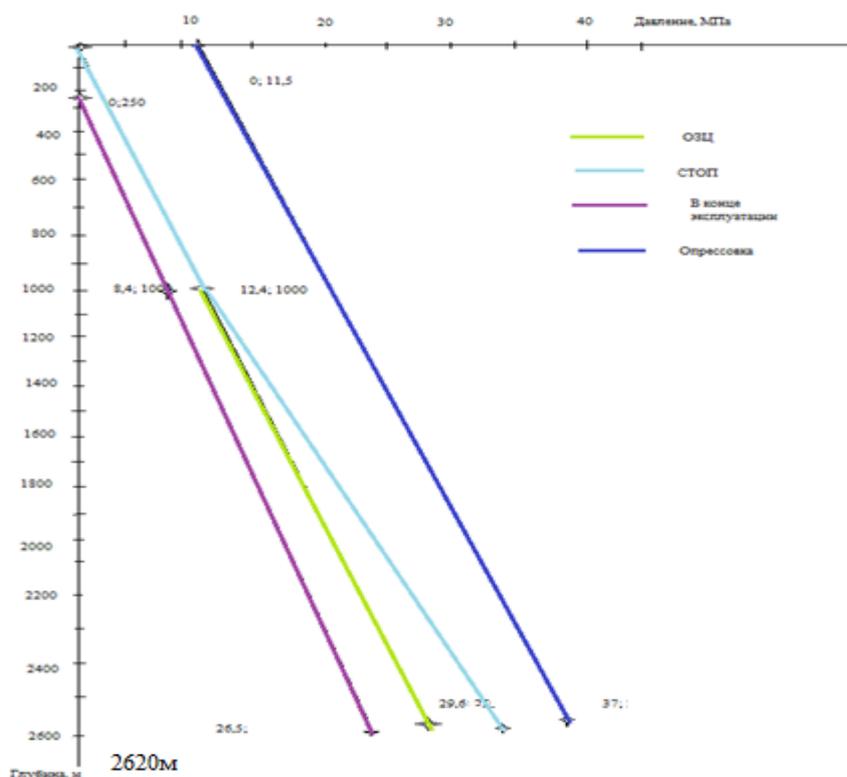


Рисунок 2.4 - Графики наружных и внутренних давлений

2.4.2 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 2.21

Таблица 2.21 - Рассчитанные параметры секций

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	11,5	830	0,472	239,54	239,54	2620-2350
2	Д	9,2	270	0,382	100	432,2	2350-2080
3	Д	8,1	840	0,337	244,44	676,64	2080-1240
4	Д	9,2	1240	0,382	473,68	1150,32	1240-устье

2.4.3 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.3.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.1)$$

47 < 55 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.3.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.22.

Таблица 2.22 – Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объем тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1920 \text{ кг/м}^3$	49,7	50490	25,6
$\rho_{тробл}=1400 \text{ кг/м}^3$	17,7	8082	27,5
Сумма	67,4	58572	53,1

2.4.3.3 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчетный объем, м ³
Буферная	7,3
Продавочная	50,2

2.4.3.4 Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования

На рисунке 2.7 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости [2, с.79].

² Заканчивание скважин: методические указания «Нефтегазовое дело»/ Самохвалов М.А., Ковалев А.В., Епихин А.В. - Томск, 2016. - 55с.

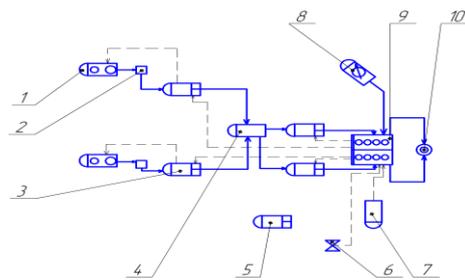


Рисунок 2.7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

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

2.4.4 Технологический режим цементирования скважины

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 2.8.

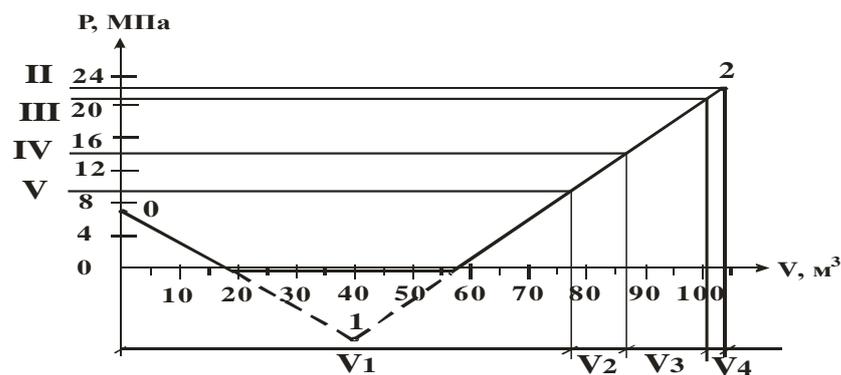


Рисунок 2.8 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 2.24 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 2.24 – Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	2,3
IV	4,3
III	8,1
II	14,5

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{це.м}$ составляет 78 мин

2.4.5 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

под кондуктор:

- башмак типа БКМ-245 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОДМ -245-ОТТМ;
- центратор - турбулизатор ЦТГ-245/295;
- центратор ЦЦ-4-245/295;
- пробка ПП-219-245;

под эксплуатационную:

- башмак БКМ-178;
- обратный клапан ЦКОДМ-178;
- центратор - турбулизатор ЦТГ-178/216;

(интервалы установки и их количество представлены в таблице 2.25).

Таблица 2.25 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
820-840	центратор - турбулизатор ЦТГ-245/295	2
70-770	центратор - турбулизатор ЦТГ-245/295	12
10-20	центратор - турбулизатор ЦТГ-245/295	2
1490-1550	центратор - турбулизатор ЦТГ-178/216	7
2580-2620	центратор - турбулизатор ЦТГ-178/216	8

2.4.6 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК2 – 65x21 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 [3, с. 85].

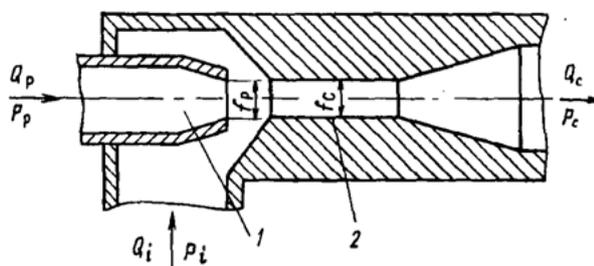


Рисунок 2.9 – Схема струйного аппарата:

1-рабочая насадка; 2-камера смешивания с диффузором

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 128 т, а вес бурильной колонны – 96 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК .

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 2.26.

³Индивидуальный рабочий проект на строительство наклонно-направленной скважины Арчинского месторождения, 2014. - 176с.

Таблица 2.26 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ-3000/200 ЭУК			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	120	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	0,6
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	180	$[G_{кр}] / Q_{об}$	0,9
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	200	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ($Q_{вלב}$)	45	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	1,3
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	96		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	128		
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		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	28	1916	
3	34	1156	
4	74	733	

3. Специальная часть

3.1 Технологическое решение вскрытия продуктивного пласта методом репрессии

Сложность проблемы формирования и обработок ПЗС обуславливается: комплексом негативных природных факторов и горно-геологических условий; многообразием и взаимоналожением процессов в ПЗП; нестабильностью состояния ПЗП на всех этапах строительства и эксплуатации скважин.

Во время строительства газовых и нефтяных скважин основной задачей является качественное вскрытие продуктивного пласта. От того насколько грамотно будут осуществлены работы, зависит будущая производительность скважины. Само по себе вскрытие продуктивного пласта - это проникновение забоя в продуктивный пласт и пересечение этого пласта стволом скважины.

Репрессионная технология — подразумевает перфорацию скважин в условиях не герметизированного устья при заполнении скважины специальным утяжеленным раствором. Этот раствор помогает предотвратить открытый выброс добываемого продукта, хотя и снижает дебит скважины и естественную проницаемость прискважинной зоны. Эта технология применяется в том случае, если сам пласт имеет хорошую проницаемость и процессе бурения сможет самоочищаться.

3.1.1 Варианты формирования ПЗС при репрессии на забое

Формирование ПЗС при репрессии на забое предполагает неизбежное проникновение в ПЗП, негативные последствия которого предупреждаются за счёт использования «незагрязняющих промывочных флюидов» или преодоления загрязнённых участков ПЗП при вторичном вскрытии (перфорации) или очистку этих участков при вызове притока. Выбор технологии первичного вскрытия пластов основывается на: допустимой величине выделения фильтрата в забойных условиях, исходя из глубины

проникновения фильтрата бурового раствора в продуктивный пласт; физико-химическом составе и технологических параметрах, исходя из условия сохранения устойчивости ствола, восстановления естественной проницаемости и достижения максимального значения коэффициента ОП; нормированном градиенте давления в ПЗС.

Вариант 1 - заканчивание скважин при репрессии на забое сохранением фильтрационных характеристик ПЗП. В какой-то степени этот вариант заканчивания скважин реализуется в случае использования конструкции открытого забоя при вскрытии газонасыщенных пластов с продувкой газообразным агентом.

Вариант 2 - заканчивание скважин при репрессии на забое кольматационным экраном в ПЗС. Для этой цели интенсифицируют процессы поверхностной кольматации ствола скважины (гидромониторные насадки, вихревые и пульсирующие кольмататоры и т.п.) буровыми растворами с твёрдой фазой заданной дисперсности, обеспечивающей в конкретных условиях закупорку пристенных каналов и пор в коллекторе. Этот вариант заканчивания скважин используется в случае «закрытой» конструкции забоя и предполагает, что технологические жидкости, применяемые при вторичном вскрытии и освоении не наносят ущерб продуктивному пласту.

Вариант 3 - заканчивание скважин с очисткой при освоении скважины зоны проникновения. В этом случае применяют буровые растворы, имеющие твёрдую фазу, легко выносимую обратным потоком, и фильтрат, физико-химические и поверхностные свойства которого обеспечивают эффективную очистку ПЗП, в том числе в сочетании с расформированием зоны проникновения обратным капиллярным или диффузионным массопереносом. Этот вариант заканчивания используется в случае «открытой» конструкции забоя и предполагает, что внутри стенок коллектора непроницаемый барьер должен при вызове притока легко разрушаться и удаляться потоком из пласта.

Вариант 4 - заканчивание с гидродинамической разгрузкой забоя. В

этом случае на забое снижается уровень гидродинамической репрессии за счёт струйного насоса (эжектор). Таким образом, для любого из вариантов репресссионного формирования ПЗС определяющим в технологии является выбор бурового раствора. Логическая последовательность выбора бурового раствора для вскрытия продуктивных отложений в конкретных условиях следующая. 1. Плотность жидкости (с учётом коэффициента аномальности пластового давления). 2. Состав и дисперсность твердой фазы (в соответствии с принятым вариантом реализации). 3. Состав фильтрата (в соответствии с принятым вариантом реализации). 4. Фильтрационные свойства (оптимальные для конкретных условий). 5. Вязкость и структурно-механические свойства (оптимальные для конкретных условий). 6. Антифрикционные и смазывающие свойства (оптимальные для конкретных условий). 7. Антикоррозионные свойства (оптимальные для конкретных условий). 8. Экономическая оценка. Относительная плотность бурового раствора ρ_0 для вскрытия продуктивной толщи определяется в процессе проектирования конструкции скважины в соответствии с соотношением $k_a < \rho_0 < k_p$, а состав твёрдой и жидкой фаз её определяется в зависимости от принятого варианта формирования.

3.2 Дисперсная фаза буровых растворов для вскрытия

Оптимизация состава кольматирующей фазы буровых растворов обеспечивает формирование тонкой, низкопроницаемой фильтрационной корки на стенках ствола скважины. При объёмной кольматации удаление фильтрационной корки не компенсирует ущерб, наносимый продуктивному пласту буровыми растворами. При выборе кольматирующей фазы, формирующей изолирующий экран на стенках коллектора, учитывается конструкция забоя. Если используется обсаженный ствол с дальнейшей перфорацией, то гидродинамическое совершенство будет зависеть от эффективности вторичного вскрытия. Если «открытый» забой, то следует учитывать необходимость удаления кольматационного экрана за счёт гидродинамического воздействия, химического и механического разрушения.

При необходимости расформирования зоны проникновения в ПЗП эффективны неадгезионноактивные и химически растворимые добавки: карбонат кальция (CaCO_3), кислоторастворимый кольматант (КК-71), сидерит (FeCO_3), целестин (сернокислый стронций $\text{Sr}[\text{SO}_4]$; тетраоксид марганца (Mn_3O_4 - плотность 4,8 г/см³, средний размер частиц 0,5 мкм); окись магния (растворитель - аммониевая соль); кристаллический хлорид натрия NaCl (растворитель - ненасыщенный водный раствор) и др. Карбонат кальция и сидерит (в качестве утяжелителя) предпочтительнее всего, так как они широко доступны, не дороги, легко регулируются по гранулометрическому составу, хорошо растворяются в кислоте, дают низкую липкость корки и обеспечивают низкое давление отрыва корки (рисунок 3.1).

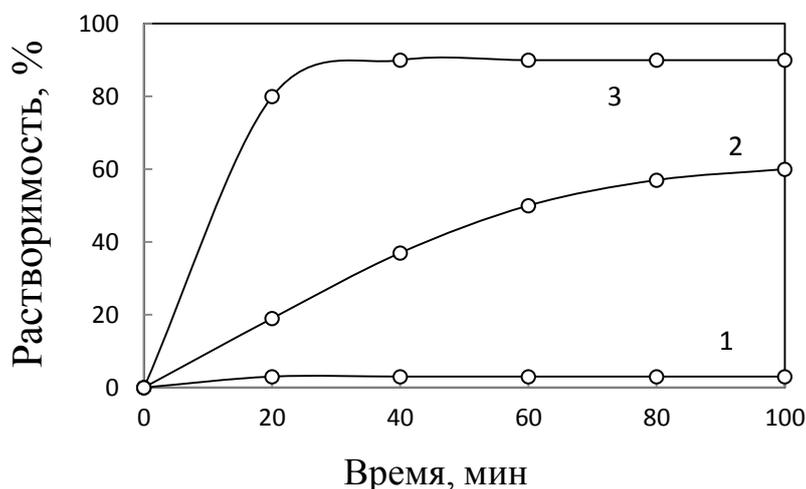


Рисунок 3.1 - Растворимость утяжелителей в соляной кислоте: 1 - барит; 2 - гематит; 3 - сидерит

Разрушение фильтрационной корки и очистка зоны кольматации (особенно в случае открытого забоя) - одно из условий качественного заканчивания. Тонкодисперсная адгезионноактивная и плохорастворимая твердая фаза (глина, барит) наносит максимальный ущерб продуктивному пласту. Кроме традиционных кислоторастворимых материалов в практике заканчивания скважин для повышения эффективности восстановления гидродинамической связи пласт-скважина используются другие

технологические приёмы, например, афроны (разработка компании «ЭмАй Дриллинг Флуидз») - пузырьки воздуха диаметром от 20 до 200 мкм, защищенные двухслойной оболочкой ПАВ с прослойкой загущенной полимера воды (рисунок 3.2).

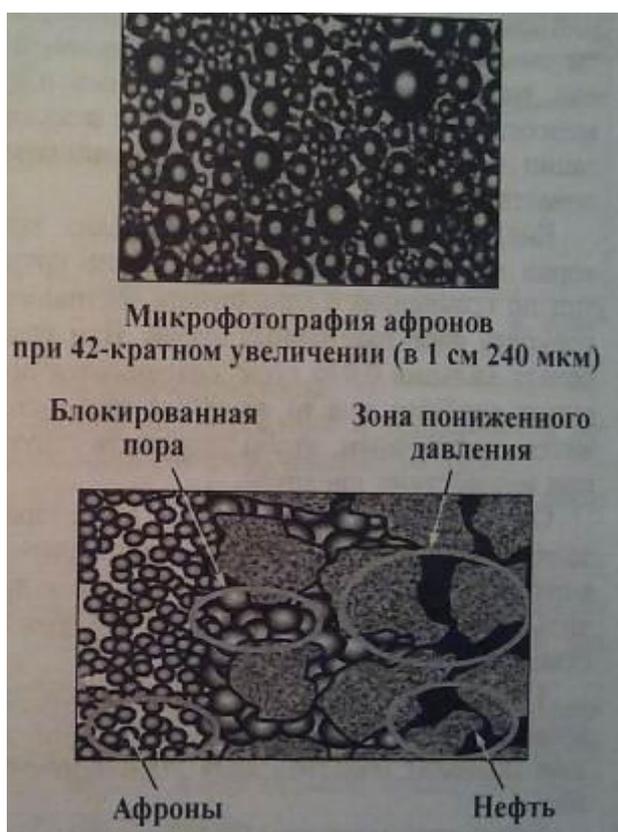


Рисунок 3.2 - Кольматация призабойной зоны пласта афронами

В отличие от пен, где газовые пузырьки имеют гидрофильную поверхность, поверхность афронов гидрофобна, благодаря чему отдельные афроны могут объединяться, но не сливаясь, сохраняя свою структуру в забойных условиях и обладая упругостью, они способны кольматировать коллектор. Непроницаемый барьер формируется внутри коллектора. При вызове притока кольматирующий барьер из афронов легко разрушается и полностью удаляется из пласта при депрессии от 0,5 до 1 МПа. Среди безглинистых растворов большое преимущество имеют системы на основе полисахаридных реагентов (крахмалы, ПАЦ, биополимеры). Главным

преимуществом безглинистых полисахаридных систем, как буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов, является их способность к деструкции под воздействием различных факторов. Деструкция реагентов в забойных условиях ослабляет сцепление кольматирующего материала со скелетом коллектора. Причиной деструкции являются микроорганизмы (ферментативная или микробиологическая деструкция), повышенная температура (термоокислительная деструкция) и кислотная обработка (химическая деструкция). Деструкция полисахаридных реагентов может происходить в пласте при забойных условиях, при воздействии химреагентами или сильными окислителями - например $\text{Ca}(\text{Cl}_2)$ - гипохлориты кальция, H_2O_2 - перекись водорода, неорганический пироксид, гипохлориты щелочных металлов и третичные амины (химическая деструкция). В результате этих процессов зона кольматации постепенно разрушается, проницаемость ПЗП восстанавливается. Кислоторастворимые наполнители, внедряясь в структуру корки и обладая относительно более крупными размерами частиц по сравнению с глинистыми частицами, увеличивают проницаемость фильтрационных корок. При содержании в корке карбоната кальция $0,075 \text{ г/см}^3$ сохраняются приемлемые фильтрационные свойства и в то же время количество наполнителя становится достаточным, чтобы разрушать структуру глинистой корки при воздействии кислотой. Оптимизируя состав корки с кислоторастворимыми наполнителями необходимо сохранить приемлемые фильтрационные и коркообразующие свойства раствора и, с другой стороны, обеспечить эффективное разрушение структуры корки при взаимодействии наполнителя с кислотой. Таким образом, целенаправленное разрушение фильтрационной корки и зоны кольматации на стадии освоения скважин позволят очистить зону проникновения при освоении скважины. Обработка растворов ПАВ при определённых условиях может изменить не только величину, но и направление действия физико-химических процессов, действующих в ПЗП. Это значит, что при соответствующих условиях проникший в ПЗП (в результате фильтрации под действием гидравлической репрессии) фильтрат

скважинной жидкости может быть вытеснен обратным потоком за счёт физико-химических градиентов. Поверхностная активность фильтратов скважинных растворов зависит от добавок ПАВ, которые вводятся для регулирования: смачиваемости коллектора; насыщенности фаз в коллекторе; образования эмульсий и газодисперсных барьеров в ПЗП; модификации межфазных пленок и полупроницаемых зон; адгезии тонкодисперсных частиц, полимерных и органических реагентов; капиллярной пропитки. Обобщение экспериментальных данных позволило определить принципиальный характер влияния величины поверхностного натяжения σ раствора на коэффициент восстановления проницаемости (рисунок 3.3).

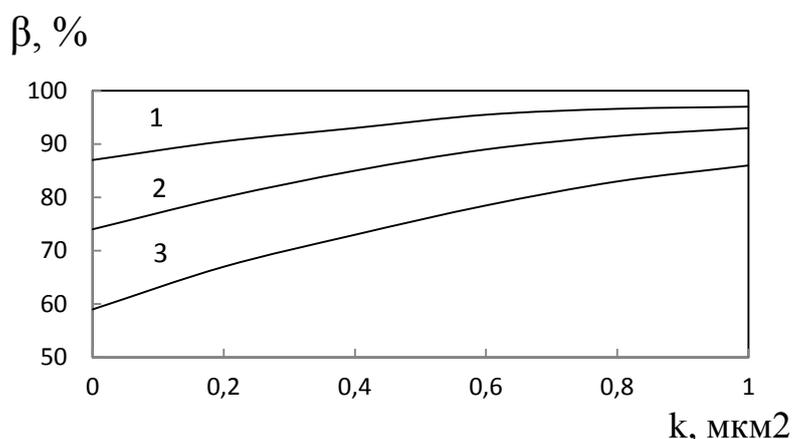


Рисунок 3.3 - Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от величины поверхностного натяжения σ раствора: 1 - $\sigma=10$ мНм; 2 - $\sigma=20$ мНм; 3 - $\sigma=40$ мНм;

Требования к ПАВ: совместимость с жидкостями и добавками для обработки скважин; высокая активность при низких концентрациях; низкая адсорбция на породах-коллекторах; способность эффективного регулирования и поддержания величины поверхностного натяжения и смачиваемости пород; высокий коэффициент растворимости в жидкости для обработки скважин.

При использовании ПАВ в скважинных растворах приходится учитывать, что универсального поверхностно-активного вещества не существует. В результате ПАВ может предотвратить один тип ухудшения

свойств, но создать другой. Необдуманное использование ПАВ может: снизить проницаемость по нефти; ухудшить технологические свойства растворов; привести к образованию эмульсии или газовых дисперсий; нарушить прочность и устойчивость пород. Нельзя применять ПАВ и изменять рецептуру без соответствующих испытаний.

3.3 Дисперсионная среда буровых растворов для вскрытия

Оптимизация состава дисперсионной среды буровых растворов для вскрытия продуктивной толщи. Одним из важных факторов, определяющих выбор буровых растворов для вскрытия продуктивной зоны, является возможность восстановления гидродинамической связи между пластом и скважиной. В этой связи использование газообразных агентов или жидкостей, максимально близких по составу и свойствам к пластовым флюидам, представляются наиболее оправданным. Но, во-первых, за малым исключением такая система бурения практически трудно реализуется; во-вторых, если даже такая возможность представляется, то возникает ряд технологических сложностей, которые существенно затрудняют процесс заканчивания скважин; в-третьих, экономическая целесообразность таких технологий, чаще всего, не очевидна.

Поэтому, несмотря на отрицательные последствия контакта с продуктивными отложениями, используются буровые растворы с регулируемыми технологическими параметрами, более или менее близкими по свойствам с насыщающими пласт флюидами. В качестве дисперсионной среды буровых растворов используют растворы на водной и углеводородной основе.

1. Углеводородные буровые растворы или инвертные эмульсии

Преимущества. Просты в использовании, но имеют ограничение по минимальной плотности ($0,9 \text{ г/см}^3$ при использовании дизельного топлива или $0,96 \text{ г/см}^3$ для эмульсии). Не увлажняют пласты. Нет скачков и перепадов

давления. Недостатки и проблемы при использовании: большая стоимость, необходимость выполнения экологии с их правил и законодательства, проблемы утилизации. В качестве углеводородной основы (РУО) рекомендуется использовать низковязкое минеральное масло - низкая горючесть, высокая пожаробезопасность (при использовании для приготовления РУО дизельного топлива придется понимать дополнительные меры по взрывоизоляции всего электрооборудования и оснащению буровой специализированным оборудованием для обеспечения безопасного ведения работ из-за его пожароопасности); меньшая летучесть (дизельное топливо легко испаряется, особенно при нагревании раствора и образующаяся смесь паров и дизельного топлива взрывоопасна и токсична при работе в закрытом помещении); меньшая токсичность, и экологическая опасность (по сравнению с дизельным топливом, минеральные масла содержат гораздо меньше ароматических углеводородов, сернистых и летучих соединений и кратно менее токсичны); меньшая вязкость (несмотря на кажущуюся низкую вязкость дизельного топлива, фактическая вязкость как самого ДТ, так и РУО, приготовленного на его основе, в 1,5-2 раза выше, чем минерального масла, особенно при низких температурах).

Состав типового РУО.

1. Эмульсионная среда - дизельное топливо, синтетическое или минеральное масло.
2. Эмульгированная фаза - вода, обычно с добавлением 25-35 % хлорида кальция для снижения активности и придания ингибирующих свойств.
3. Твердая фаза - гидрофобизированный (органогильный) бентонит. Используется для дополнительной стабилизации эмульсии, придания реологических и фильтрационных свойств.
4. Эмульгатор - высокомолекулярные спирты, жирные кислоты, специальные полимеры, которые образуют мономолекулярный барьер на

границе контакта между водой и нефтью и стабилизируют эмульсию предотвращая коалесценцию капелек воды.

5. Известь для поддержания щелочности раствора и нейтрализации сероводорода.

6. Поверхностно-активные и смачивающие добавки используются для изменения смачиваемости твердой фазы и стабилизации раствора.

7. Понижитель водоотдачи - асфальт, битум или специально модифицированные лигниты помогают улучшить качество фильтрационной корки и придать раствору коагулирующие способности.

8. Гидрофобизированный утяжелитель - карбонат кальция, барит или сидерит (рисунок 3.4). Карбонат кальция обычно используется в РУО для первичного вскрытия продуктивных горизонтов, так как позволяет провести дополнительную очистку забоя при помощи кислотной обработки.

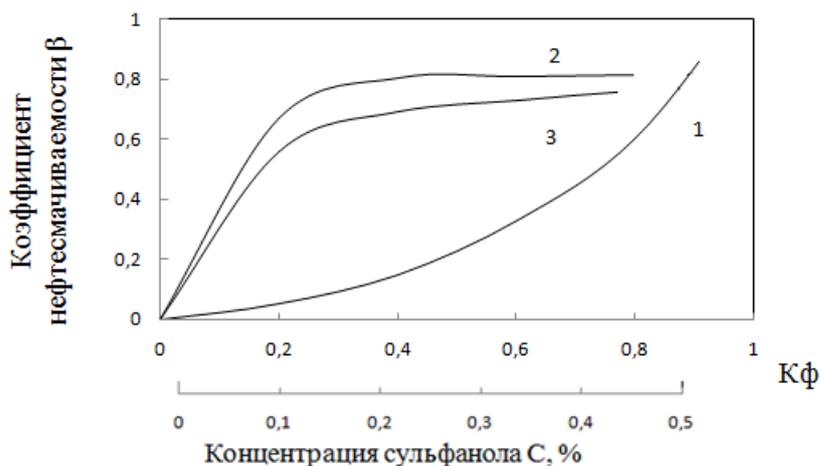


Рисунок 3.4 - Зависимость нефтесмачиваемости β от коэффициента флотуемости K_f и концентрации C сульфанола НП-3:

1 - зависимость β флотационного барита от K_f ; 2 - зависимость β флотационного барита от C ; 3 - зависимость β гравитационного барита от C

Основные параметры РУО: Водонефтяное отношение. Изменения водонефтяного отношения могут свидетельствовать о водо- или нефтепроявлениях. Водонефтяное отношение должно строго поддерживаться

согласно принятой рецептуре и плотности раствора. Электростабильность. Прямо характеризует качество и стабильность РУО. У свежеприготовленного раствора не менее 400В. Снижение электростабильности с одновременным появлением воды в фильтрате явно указывает на недостаток в растворе эмульгаторов и начало разрушения эмульсии. Фильтратоотдача. В нормальных условиях должна отсутствовать. При высоких температуре и давлении минимальна. Появление воды в фильтрате является одним из наиболее явных признаков недостатка эмульгатора в растворе. Смачивающие способности. Показатель гидрофобных свойств раствора - избыток извести. Рекомендуется поддерживать в растворе избыток извести на уровне - 8-10 кг/м³ для поддержания концентрации кальциевых мыл.

2. Гидрофобно-эмульсионные растворы (ГЭР) Обладая всеми положительными свойствами системы на углеводородной основе (внешняя фаза представлена углеводородной жидкостью), они дешевле и технологичнее при приготовлении. Такие растворы обладают достаточно высокой термостойкостью, хорошими антикоррозионными свойствами, высокой агрегативной стабильностью, низкой фильтрацией в пластовых условиях и не ухудшают проницаемости продуктивного коллектора.

3. Жидкости для заканчивания на основе растворов солей. Чистые соляные растворы: пластовая вода (рассолы) - обязательный контроль на совместимость, наличие твердой фазы, эмульсий и т.д.; морская вода или необработанная местная вода - обычно держат твердую фазу, нежелательные химические примеси; подготовленные рассолы - в чистую пресную воду добавляется количество соли, нужное для поддержания необходимой плотности и стабилизации глин.

Плотности растворов неорганических солей изменяются в большом диапазоне значений, перекрывающим потребности бурения. При использовании растворов солей необходимо:

1. Учитывать изменение плотности раствора в забойных условиях. Высокие температуры и давления в стволе скважины снижают значения плотностей рабочих жидкостей, замеренных на поверхности. Вместо репрессии скважина будет находиться при депрессии.

2. Учитывать истинную температуру кристаллизации (ИТК), при которой в насыщенном рассоле появляются кристаллы соли.

3. Контролировать рН системы и коррозионную активность.

4. Учитывать совместимость с породами, слагающими коллектор, а также с пластовыми флюидами. Водные растворы электролитов в качестве дисперсионной среды буровых растворов влияют на объём и прочность гидратных плёнок на поверхности пор и каналов проницаемой породы. Установлено, что степень влияния электролитов (NaCl , KCl , CaCl_2 , MgCl_2 , AlCl_3 , Na_2CO_3) на объём малоподвижной водной фазы зависит от того, разрыхляют они или, наоборот, упрочняют структуру гидратных слоев на поверхности породы. Экспериментальные определения β коэффициента восстановления нефтепроницаемости (отношение конечной проницаемости к исходной) после вытеснения керосина одномолярными растворами KCl и MgCl_2 из однородных образцов показали в сравнении с вытеснением пресной водой повышение нефтепроницаемости. Ионный состав водного фильтрата влияет на величину подвижной фазы в ПЗП, но не всякая минерализация способствует улучшению фильтрационных характеристик коллектора. Например, коэффициент восстановления проницаемости образца после воздействия на него раствора MgCl_2 выше, чем после воздействия на этот же образец пресного фильтрата. Наоборот, для раствора Na_2CO_3 этот показатель меньше, чем для пресного фильтрата. Если компонентами гидратных слоев являются ионы, упрочняющие их структуру, то их опреснение приведет к некоторому повышению фазовой проницаемости и, наоборот, в случае увеличения концентрации этих ионов за счет внесенных с фильтратом электролитов произойдет снижение фазовой проницаемости. Контакт с 1-

мольным раствором CaBr_2 снижает объем остаточной воды по сравнению с технической на 9%, в то же время восстановление газопроницаемости породы увеличивается с 19 до 70%. Исследования динамики замещения нефти минерализованными растворами показали, что наибольшая интенсивность замещения нефти минерализованными фильтратами наблюдается в течение первых суток контактирования (рисунке 3.5).

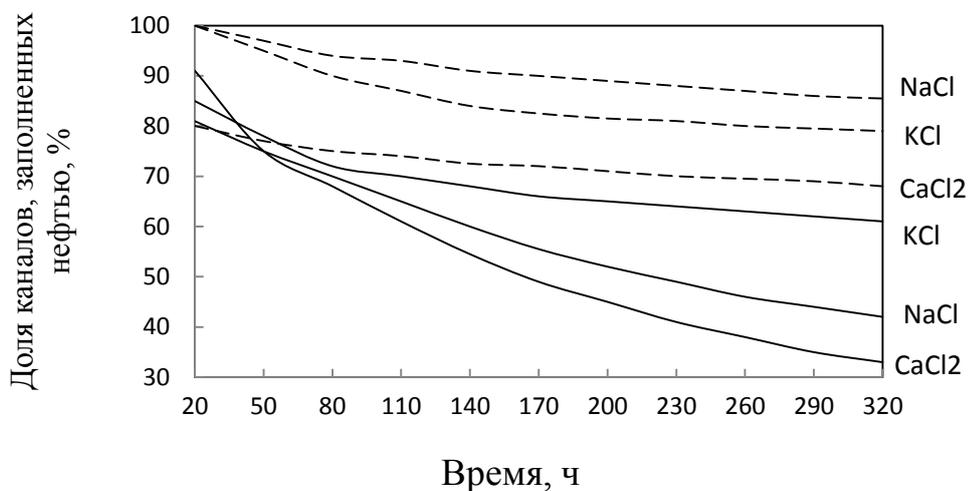


Рисунок 3.5 - Динамика замещения нефти минерализованными фильтратами на гидрофобной и гидрофильных пористых средах

Таким образом, при фильтрации бурового раствора на водной основе в пласт за счёт физико-химических процессов (ионный обмен, диффузия и т.п.) изменяется состав связанной водной фазы гидрофильной породы.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

4.2 Расчет нормативной карты

Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

Нормативное время на механическое бурение рассчитывается по формуле:

$$T_m = T_M^{1M} \cdot H, \quad (4.1)$$

где T_m – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала;

T_M^{1M} – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), час;

H – количество метров в интервале, м.

В интервалах, где проходка ведется с отбором керна, нормативное время на механическое бурение рассчитывается дважды.

Время на механическое бурение с отбором керна специальными долотами и снарядами рассчитывается по формуле:

$$T_{mk} = T_{mk}^{1M} \cdot H_k, \quad (4.2)$$

где T_{mk} – нормативное время на механическое бурение с отбором керна рассчитываемого интервала, час;

T_{mk}^{1M} – время бурения одного метра с отбором керна (из местных норм), час;

H_k – количество метров в интервале отбора керна, м.

Время на проработку интервала пробуренного с отбором керна рассчитывается по формуле:

$$T_{mi} = T_{mi}^{1M} \cdot H_k \cdot 0,5, \quad (4.3)$$

где $T_{МП}$ – нормативное время на проработку ствола скважины после бурения с отбором керна, час;

$T_{МП}^{1М}$ – время на проработку одного метра интервала (из местных норм, как на механическое бурение сплошным забоем), час;

H_{κ} – количество метров в интервале отбора керна, м.

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции. Нормативное количество долблений по каждому интервалу рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{H}{H_{д}}, \quad (4.4)$$

где n – нормативное количество долблений;

H – количество метров в интервале, м;

$H_{д}$ – проходка на долото (из местных норм).

Количество спускаемых по интервалам свечей рассчитывается по формуле:

$$N_c = \frac{n(H_1 + H_2 - 2d - H_{д})}{2L}, \quad (4.5)$$

где n – нормативное количество долблений в интервале;

H_1, H_2 – соответственно начальная и конечная глубина интервала, м;

d – длина неизменной части инструмента (в зависимости от условий бурения состоит из суммы: квадрат – 14,5 м, турбобур – 9,5 м, переводник долото - 1 м, УБТ – из задания), м;

$H_{д}$ – проходка на долото, м;

L – длина свечи, м.

Количество поднимаемых по интервалам свечей определяется по формуле:

$$N_{п} = N_c + \frac{H}{L}, \quad (4.6)$$

где H – длина интервала, м.

Нормативное время на спуск свечей рассчитывается по интервалам по формуле:

$$T_c = T_c^{1C} \cdot \frac{N_c}{60}, \quad (4.7)$$

Нормативное время на подъем свечей рассчитывается по формуле:

$$T_{II} = T_{II}^{1C} \cdot \frac{N_{II}}{60}, \quad (4.8)$$

где T_c^{1C} и T_{II}^{1C} – нормативное время соответственно на спуск и подъем одной свечи (из ЕНВ), мин.

При оснастке талевой системы 4×5: $T_c^{1C} = 1,5$ мин; $T_{II}^{1C} = 1,5$ мин.

При оснастке талевой системы 5×6: $T_c^{1C} = 1,6$ мин; $T_{II}^{1C} = 1,7$ мин.

При глубине залегания интервала более 2500 м, к нормам времени на спуск и подъем одной свечи добавляется 0,1 мин.

Расчет нормативного времени на наращивание труб. Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по формуле:

$$T_H = T_H^{1T} \cdot N_H, \quad (4.9)$$

где T_H^{1T} – нормативное время на одно наращивание, час;

N_H – количество наращиваний, которое определяется по формуле:

$$N_H = \frac{H - d}{L_T}, \quad (4.10)$$

где H – длина интервала, м;

d – длина неизменной части инструмента, м;

L_T – длина трубы (12,5), м.

Расчет нормативного времени на прочие работы. Нормативное время на смену долота рассчитывается по интервалам по формуле:

$$T_d = T_d^1 \cdot \frac{n}{60}, \quad (4.11)$$

где n – нормативное количество долблений по интервалам.

Время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента. Нормативное время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента, рассчитывается по формуле:

$$T_{np} = \frac{\left[\frac{(H_1^1 + H_2^1) \cdot T_{1np}^1 \cdot n^1}{200} + \frac{(H_1^2 + H_2^2) \cdot T_{1np}^2 \cdot n^2}{200} + \dots + \frac{(H_1^n + H_2^n) \cdot T_{1np}^n \cdot n^n}{200} \right]}{60}, \quad (4.12)$$

где $H_1^1, H_1^2, \dots, H_1^n$ – начальные глубины интервалов, м;

$H_2^1, H_2^2, \dots, H_2^n$ – конечные глубины интервалов, м;

$T_{1np}^1, T_{1np}^2, \dots, T_{1np}^n$ – нормативное время одной промывки одного 100 метрового интервала скважины (из ЕНВ), час;

n^1, n^2, \dots, n^n – количества долблений по интервалам.

Время на проверку турбобура. Смена и проверка турбобура производится после 40 часов работы турбобура на забое скважины. Временем непосредственной работы турбобура считается время механического бурения и промывки. Расчет производится по формуле:

$$T_{см} = \frac{T_m + T_{np}}{40} \cdot T_{1см}, \quad (4.13)$$

где T_m – нормативное время механического бурения турбинным способом, час;

T_{np} – нормативное время на промывку скважины после спуска и перед подъемом инструмента, час;

$T_{1см}$ – норма времени на одну смену и проверку турбобура (из ЕНВ равна 0,63 часа).

Время на подготовительно-заключительные работы. Нормативное время на подготовительно-заключительные работы при спускоподъемных операциях рассчитывается по интервалам, суммируется с нормативным временем на смену

долота и заносится в нормативную карту. Расчет для каждого интервала по формуле:

$$T_{нзр} = T_{1нзр} \cdot n, \quad (4.14)$$

Опрессовка бурильных свечей проводится через каждые 500 м глубины скважины. Расчет нормативного времени на опрессовку производится по формуле:

$$T_{он} = \sum_{i=1}^n \left(T_{нзо} + T_{он}^{1с} \cdot \frac{H_i}{L} \right), \quad (4.15)$$

где $T_{нзо}$ – норма времени на подготовительно-заключительные работы к опрессовке, равная 1,67 часа (по ЕНВ);

$T_{он}^{1с}$ – норма времени на опрессовку одной свечи, равная 0,11 часа (по ЕНВ);

n – количество опрессовок в зависимости от глубины скважины;

L – длина свечи, м;

H_i – длина опрессованного бурильного вала ($H_1 = 500м - d$, $H_2 = 1000м - d$,

$H_3 = 1500м - d$, и т. д., где d – длина неизменной части инструмента), м.

Время на переоснастку талевой системы. Нормативное время на переоснастку талевой системы составляет 2,37 часа (согласно ЕНВ).

Время на сборку и разборку УБТ. Время на сборку и разборку свечей УБТ рассчитывается по формуле:

$$T_{ср} = T_{сб}^{1св} \cdot N_{св} \cdot \frac{N}{60}, \quad (4.16)$$

где $N_{св}$ – количество свечей;

N – общее количество долблений;

$T_{сб}^{1св}$ – норма времени на установку и вывод из-за пальца одной свечи УБТ.

Расчет нормативного времени на ремонтные работы. Нормативное время на ремонтные работы вычисляется следующим образом. Вычисляется

нормативное время на бурение скважины без учета ремонтных работ, как сумма значений в графе «Итого времени» нормативной карты, и заносится в этой графе по строке «Итого по скважине». Затем это время переводится в сутки. По таблице (из ЕНВ) определяется процент ремонтных работ.

Затем вычисляется нормативное время на ремонтные работы в процентном отношении от графы и записывается в нормативную карту.

Расчет нормативного времени на прием и сдачу вахт. Нормативное время на прием и сдачу вахты рассчитывается по формуле:

$$T_{нсв} = \frac{T_{скв}}{8} \cdot T_{нсв}^1, \quad (4.17)$$

где $T_{скв}$ – нормативное время на прием и проводку скважины без учета смены вахты, час;

$T_{нсв}^1$ – норма времени на смену вахты, равная 0,12 часа (по ЕНВ).

Суммарное значение $T_{скв}$ и $T_{нсв}$ дает общее нормативное время на проводку скважины T . Это время заносится в графу нормативной карты по строке «Общее нормативное время». Его отношение к глубине скважины дает общее нормативное время бурения 1 метра скважины.

Нормативная карта прилагается (см. приложение 3).

4.3 Расчет скоростей бурения

Расчет механической скорости производится по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \quad (4.18)$$

где H – длина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

$$V_M = \frac{2911}{90,22} = 32,26 \text{ м/час.}$$

Расчет рейсовой скорости производится по формуле:

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{СПО} + t_{ПВО}}, \quad (4.19)$$

где $t_{СПО}$ – время спускоподъемных операций, час;

$t_{ПВО}$ – затраты времени на подготовительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, час.

$$V_P = \frac{2911}{90,22 + 52,54 + 297,6} = 6,61 \text{ м/час.}$$

Расчет технической скорости:

$$V_T = \frac{H \cdot 720}{t_{ПВ}}, \quad (4.20)$$

где $t_{ПВ}$ – производительное (технологически необходимое) время бурения, час.

$$V_T = \frac{2911 \cdot 720}{564,47} = 3713 \text{ м/ст мес.}$$

Расчет коммерческой скорости:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_B}, \quad (4.21)$$

где T_B – общее время бурения скважины, час.

$$V_K = \frac{2911 \cdot 720}{563} = 3722 \text{ м/ст мес.}$$

Расчет цикловой скорости:

$$V_{Ц} = \frac{H \cdot 720}{T_{Ц}}, \quad (4.22)$$

где $T_{Ц}$ – продолжительность цикла строительства скважины, час.

$$V_{Ц} = \frac{2911 \cdot 720}{2976} = 704 \text{ м/ст мес.}$$

Расчет средней по скважине проходки на долота:

$$h_{CP} = \frac{H}{n}, \quad (4.23)$$

$$h_{CP} = \frac{2911}{14} = 207,8 \text{ м.}$$

4.4. Разработка календарного план-графика строительства скважины

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

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

Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом.

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

– буровой мастер	1 чел.
– помощник бурового мастера	3 чел.
– бурильщик 6 разряда	4 чел.
– бурильщик 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 4 разряда	4 чел.
– электромонтёр 5 разряда	4 чел.
– слесарь 5 разряда	2 чел.
– лаборант	2 чел.

Таблица 4.5 - Линейно-календарный график проведения работ на объекте

Бригады участвующие в строительстве	Затраты времени на скважину, сут	Месяцы года											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Вьшкомонтажная бригада	60	■	■				■						
2. Бригада бурения	105		■	■	■	■	■						
3. Бригада испытания	75			■	■	■	■	■					

- - монтаж / демонтаж буровой установки
- - бурение скважин
- - освоение скважин

4.5. План организационно-технических мероприятий по повышению технико-экономических показателей

План организационно-технических мероприятий (ОТМ) составляется на основе анализа производственной деятельности ООО «Томскбурнефтегаз» и анализа баланса рабочего времени буровых бригад. Мероприятиями организационно-технического плана предусмотрено сокращение времени на непроизводственные затраты, простои, ремонт и так далее. В результате сокращения времени на непроизводственное время увеличивается время на механическое бурение, что дает в конечном итоге увеличение выручки (прибыли). Снижение себестоимости и увеличение выручки от реализации продукции, соответственно увеличивает валовый доход предприятия.

Таблица 4.6 - Организационно-технический план мероприятий по повышению производительности труда и снижению себестоимости работ

ОТМ	Базовый вариант	Новый вариант	Ожидаемый экономический эффект
1	2	3	4
1. Технические средства. 1.1. Буровая установка. 1.2. Система очистки бурового раствора.	БУ-3000ЭУК-1М	БУ-3900/200ЭК-БМ	99670 руб.

	Отечественная	Фирмы «DERRIK»	-64295 руб.
2. Инструмент:			
2.1. Породоразрушающий инструмент.	МЗГВ 215,9 и СГВ 215,9	Ш-215,9 МА-JL	252684 руб.
2.2. Ключи для свинчивания обсадных труб.	ПБК	Гидравлический ключ с моментомером «ЕККЕЛ»	291746 руб.
3. Технологический режим бурения.			
3.1. Качество промывочной жидкости.	Полимерглинистый буровой раствор	Буровой раствор «FLO-PRO»	-72302 руб.
4. Совершенствование условий труда.			
4.1. Создание микроклимата на рабочих местах.	Неутепленные рабочие места	Утепленные рабочие места	18929 руб.
4.2. Обеспечение бесперебойного обслуживания рабочих мест	Не обеспечивается снабжением	Обеспечивается снабжением	18929 руб.
4.3. Строительство бани на буровой, своевременная замена вагонов – домиков	Ведётся	Ведётся	
4.4. Организация полноценного питания	Ведётся	Улучшить	18929 руб.
4.5. Организация досуга и отдыха	Не ведется	Ведётся	18929 руб.
5. Улучшение жилищно-бытовых условий			

5.1. Строительство жилья, детских садов	Не ведётся	Ведётся	18929 руб.
6. Повышение квалификации рабочих	Ведётся	Улучшить	36911 руб.
Общий экономический эффект от внедрения всех мероприятий			635874 руб.

Расчет экономической эффективности от плана ОТМ

При определении годового экономического эффекта должна быть обеспечена сопоставимость сравниваемых вариантов новой и базовой техники, используемой на строительстве скважин.

Расчёт экономической эффективности новой техники ведётся по формуле:

$$\mathcal{E}_e = [(C_c + E_n \cdot K_{yc}) - (C_n + E_n \cdot K_{yn})] \cdot H_{скв} \quad (4.24)$$

где \mathcal{E}_e – ожидаемый экономический эффект на скважине, руб;

E_n – коэффициент нормативной эффективности капиталовложений, $E_n=0,15$;

K_{yc}, K_{yn} – коэффициент удельных капиталовложений, соответственно, старой и новой техники, руб/м;

C_c, C_n – стоимость одного метра скважины при бурении с использованием старой и новой техники, руб/м;

$H_{скв}$ – глубина скважины, м.

Коэффициенты удельных капиталовложений старой и новой техники определяются по формулам:

$$K_{yc} = \frac{C_c}{H_{скв}}, \quad (4.25)$$

$$K_{ун} = \frac{Ц_n}{H_{скв}}, \quad (4.26)$$

где $Ц_c, Ц_n$ – цена старой и новой техники соответственно.

Стоимость одного метра скважины при бурении с использованием старой и новой техники определяется по формулам соответственно:

$$C_c = \frac{K_n \cdot C_{cc}}{H_{скв}}, \quad (4.27)$$

$$C_n = C_c - \left(Y_n - \frac{Y_n}{K} \right), \quad (4.28)$$

где C_{cc} – сметная стоимость скважины, руб;

K_n – коэффициент приведения сметных расценок к расценкам действующим на сегодняшний день;

Y_n – условно-постоянные затраты, руб/м;

– коэффициент повышения производительности труда.

Условно-постоянные затраты определяются по формуле:

$$Y_n = \frac{K_n \cdot Z_{зв}}{H_{скв}}, \quad (4.29)$$

где $Z_{зв}$ – затраты зависящие от времени.

$$Y_n = \frac{13,4 \cdot 141258}{2911} = 650 \text{ руб.}$$

$$C_c = \frac{13,4 \cdot 524380}{2911} = 2413 \text{ руб.}$$

$$C_n = 2413 - \left(650 - \frac{650}{1,2} \right) = 2304 \text{ руб.}$$

Расчет экономической эффективности от внедрения мероприятий сокращающих затраты времени и повышающих производительность труда производится по формуле:

$$\mathcal{E}_{скв} = (Y_n^1 \cdot \mathcal{E}_{вр} - E_n \cdot Z_{ед}), \quad (4.30)$$

где $Z_{ед}$ – затраты на одну единицу продукции, руб.

Условно постоянные затраты зависящие от времени определяются как:

$$Y_n^1 = \frac{K_n \cdot Z_{зв}}{T_{\delta}}, \quad (4.31)$$

где T_{δ} – время бурения одной скважины.

$$Y_n^1 = \frac{13,4 \cdot 141258}{20} = 94643 \text{ руб/сут.}$$

Величина экономии времени определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{вр} = \frac{\Delta\Pi \cdot T_{\delta}}{100 + \Delta\Pi}, \quad (4.32)$$

где $\Delta\Pi$ – процент повышения производительности и сокращения затрат времени.

Затраты на единицу продукции определяются по формуле:

$$Z_{ед} = N_n \cdot C_n - N_c \cdot C_c, \quad (4.33)$$

где C_n, C_c – соответственно количество единиц новой и старой техники, расходуемых на одну скважину, шт.

Определяется экономический эффект при бурении одной скважины от внедрения буровой установки БУ – 3200/200 ЭУК по формулам (4.25), (4.26):

$$K_{yc} = \frac{60000000}{2911} = 20611 \text{ руб/м,}$$

$$K_{yh} = \frac{70000000}{2911} = 24046 \text{ руб/м.}$$

По формуле (4.24):

$$\mathcal{E}_2 = [(2413 + 0,15 \cdot 20611) - (2304 + 0,15 \cdot 24046)] \cdot 2911 = 99670 \text{ руб.}$$

Определяется экономический эффект при бурении одной скважины от применения долота типа Ш-215,9 МА-ЛЛ.

По формуле (4.32):

$$\mathcal{E}_{ep} = \frac{15 \cdot 20}{100 + 15} = 2,6 \text{ сут.}$$

Тогда по формуле (6.33):

$$\mathcal{Z}_{e\theta} = 1 \cdot 174000 - 8 \cdot 27260 = -44080 \text{ руб.}$$

По формуле (6.30):

$$\mathcal{E}_{скв} = (94643 \cdot 2,6 - 0,15 \cdot 44080) = 252684 \text{ руб.}$$

Определяется экономический эффект при бурении одной скважины от применения гидравлического ключа с моментомером для свинчивания обсадных труб фирмы «ЕККЕЛ» по формулам (4.25), (4.26):

$$K_{yc} = \frac{261000}{2911} = 30,4 \text{ руб/м,}$$

$$K_{yh} = \frac{94300}{2911} = 84 \text{ руб/м.}$$

По формуле (6.24):

$$\mathcal{E}_2 = [(2267 + 0,15 \cdot 30,4) - (2165 + 0,15 \cdot 84)] \cdot 2911 = 291746 \text{ руб.}$$

Определяется экономический эффект при бурении одной скважины с применением системы очистки фирмы «DERRICK» по формулам (4.25), (4.26):

$$K_{yc} = \frac{3500000}{2911} = 1202 \text{ руб/м,}$$

$$K_{yn} = \frac{9831000}{2911} = 3377 \text{ руб/м.}$$

По формуле (4.24):

$$\mathcal{E}_2 = [(2267 + 0,15 \cdot 1202) - (2165 + 0,15 \cdot 3377)] \cdot 2911 = -64295 \text{ руб.}$$

Экономический эффект от применения системы очистки фирмы «DERRIK» на первом этапе будет отрицательным, в виду высокой разности в стоимости комплектов отечественного и импортного оборудования. После разбуривания 3-4 куста оборудование полностью себя окупает.

Определяется экономический эффект при бурении одной скважины с применением бурового раствора «FLO-PRO» по формулам (4.25), (4.26):

$$K_{yc} = \frac{386520}{322} = 1200 \text{ руб/м,}$$

$$K_{yn} = \frac{9831000}{2911} = 3377 \text{ руб/м.}$$

По формуле (4.24):

$$\mathcal{E}_2 = [(2267 + 0,15 \cdot 1200) - (2165 + 0,15 \cdot 3377)] \cdot 322 = -72302 \text{ руб.}$$

Экономический эффект от применения бурового раствора «FLO-PRO» на первом этапе будет отрицательным, в виду высокой разности в стоимости отечественных и импортных химреагентов. Так как технология

предусматривает повышение дебита скважины, то окупаемость произойдет при эксплуатации скважины.

Определяется экономический эффект от создания микроклимата на рабочих местах по формуле:

$$\mathcal{E}_{скв} = Y_n^1 \cdot \mathcal{E}_{вр}, \quad (4.34)$$

По формуле (6.32):

$$\mathcal{E}_{вр} = \frac{1 \cdot 20}{100 + 1} = 0,2 \text{ сут.}$$

По формуле (4.34):

$$\mathcal{E}_{скв} = 94643 \cdot 0,2 = 18929 \text{ руб.}$$

Определяется экономический эффект от обеспечения бесперебойного обслуживания рабочих мест.

По формуле (4.32):

$$\mathcal{E}_{вр} = \frac{1 \cdot 20}{100 + 1} = 0,2 \text{ сут.}$$

По формуле (4.34):

$$\mathcal{E}_{скв} = 94643 \cdot 0,2 = 18929 \text{ руб.}$$

Определяется экономический эффект от обеспечения полноценного питания на рабочих местах.

По формуле (4.32):

$$\mathcal{E}_{вр} = \frac{1 \cdot 20}{100 + 1} = 0,2 \text{ сут.}$$

По формуле (4.34):

$$\mathcal{E}_{скв} = 94643 \cdot 0,2 = 18929 \text{ руб.}$$

Определяется экономический эффект от обеспечения досуга и отдыха.

По формуле (4.32):

$$\mathcal{E}_{ep} = \frac{1 \cdot 20}{100 + 1} = 0,2 \text{ сут.}$$

По формуле (4.34):

$$\mathcal{E}_{скв} = 94643 \cdot 0,2 = 18929 \text{ руб.}$$

Определяется экономический эффект от обеспечения от улучшения жилищнобытовых условий.

По формуле (4.32):

$$\mathcal{E}_{ep} = \frac{1 \cdot 20}{100 + 1} = 0,2 \text{ сут.}$$

По формуле (4.34):

$$\mathcal{E}_{скв} = 94643 \cdot 0,2 = 18929 \text{ руб.}$$

Определяется экономический эффект от повышения квалификации рабочих.

По формуле (4.32):

$$\mathcal{E}_{ep} = \frac{2 \cdot 20}{100 + 2} = 0,39 \text{ сут.}$$

По формуле (4.34):

$$\mathcal{E}_{скв} = 94643 \cdot 0,39 = 36911 \text{ руб.}$$

Общий экономический эффект от внедрения мероприятий оргтехплана составит:

$$\mathcal{E}_{общ} = 99670 + (-64295) + 252684 + 291746 + (-72302) + 18929 + 18929 + 18929 + 18929 + 18929 + 36911 = 635874$$

Реальная себестоимость скважины с учетом коэффициента приведения $K_n = 13,4$ составит 7026692 руб, общий экономический эффект от внедрения

мероприятий организационно-технического плана $\mathcal{E}_{\text{общ}} = 635874$ руб, что составит 9,5 %.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

Вредные вещества в промышленности могут входить в состав сырьевых материалов, конечных побочных или промежуточных продуктов того или иного производства. Они могут быть трех видов: твердые, жидкие и газообразные. Возможно образование пыли, паров и газов.

Токсические пыли образуются вследствие (измельчение, сжигание, испарение с последующей конденсацией), и выделяются в воздух через открытые проемы, не плотности пылящего оборудования или при пересыпке их открытым способом.

Жидкие вредные вещества в основном просачиваются при открытом сливе их из одной емкости в другую. При этом могут попасть на кожный покров работающих и оказывать соответствующее неблагоприятное действие, также загрязнять окружающие наружные поверхности оборудования и

ограждений, которые становятся открытыми источниками их испарения. Что приводит к быстрому насыщению воздуха парами и образованию высоких концентраций.

Если газообразные вредные вещества используются как сырьевые материалы или получаются как готовые или промежуточные продукты, они, как правило, выделяются в воздух рабочих помещений только через случайные неплотности в коммуникациях и аппаратуре [4, с.21].

⁴ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
5.1.2 Физико - химические свойства вредных химических веществ

Физико-химические свойства вредных веществ в виде пылей такие же, как и обычных пылей.

Если твердые, но растворимые вредные вещества используются на производстве в виде растворов, их физико-химические свойства во многом будут аналогичны свойствам жидких веществ.

Наиболее существенное значение имеет химический состав вредных веществ. Химический состав вещества определяет его основные токсические свойства: различные вещества по своему химическому составу обладают разным токсическим действием на организм как по характеру, так и по силе. Строго определенной и последовательной зависимости между химическим составом вещества и его токсическими свойствами не установлено, однако некоторую связь между ними все же можно установить. Выявленные некоторые взаимосвязи между химическим составом веществ и их токсическими свойствами позволили подойти к ориентировочной оценке степени токсичности новых веществ исходя из их химического состава.

Вредные вещества могут оказывать местное и общее действие на организм. Местное действие проявляется в виде раздражения или химического ожога места непосредственного соприкосновения с ядом; обычно таковым

бывает кожный покров или слизистые оболочки глаз, верхних дыхательных путей и полости рта. В легкой форме проявляется в виде покраснения, иногда в их припухлости, ощущение зуда или жжения; в более тяжелых случаях болезненные явления более выражены, а изменение кожного покрова может быть вплоть до их изъязвления.

Токсическое действие ядов может проявляться в виде острого или хронического отравления - интоксикации. Острое отравление возникает вследствие относительно непродолжительного воздействия значительных количеств вредного вещества (высоких концентраций) и характеризуется, как правило, быстрым развитием болезненных явлений - симптомов интоксикации. В развитии острых отравлений различают несколько стадий. Начальный период интоксикации - продромальный - характеризуется, как правило, некоторыми неспецифическими явлениями, иногда даже слабо.

5.1.3 Анализ опасных факторов производственной среды

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества малоопасные.

Класс опасности вредных веществ устанавливают в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 5.1 (ГОСТ 12.1.007-76).

Таблица 5.1 - Класс опасности вредных веществ

Наименование показателей	Норма класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	более 10,0
Средняя смертельная доза при нанесении в желудок, мг/кг	менее 15	15-150	151-5000	более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	менее 100	100-500	501-2500	более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	менее 500	500-5000	5001-50000	более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	более 300	300-30	29-3	менее 3

Зона острого действия	менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	более 54,0
Зона хронического действия	более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	менее 2,5

Отнесение вредного вещества к классу опасности производят по показателю, значение которого соответствует наиболее высокому классу опасности.

5.2 Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда

Разработка мероприятий по обеспечению безопасных условий труда включает рассмотрение вопросов предупреждения производственного травматизма, технического обеспечения безопасности зданий и сооружений, оборудования и инструмента, технологических процессов, вопросов коллективных (вентиляция, освещение, защита от шума и вибрации и др.) и индивидуальных средств защиты, вопросы обеспечения промышленной безопасности на производственном объекте, организации безопасного производства работ с повышенной опасностью, обеспечение электробезопасности, пожарной безопасности, безопасности работников в аварийных ситуациях.

Мероприятия, снижающие или исключаяющие механические опасности.

К таковым относятся:

- выбор принципов действия и конструктивных решений, безопасных элементов конструкций;
- применение в конструкции средств механизации, автоматизации, дистанционного управления и контроля;
- применение встроенных в конструкцию средств защиты работающих;

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключить возможность прикасания к ним работающего.

Производственное оборудование, приводящееся в действие электрической энергией, должно иметь устройство (средства) для обеспечения

электробезопасности (ограждение, заземление, изоляция токоведущих частей, защитное отключение и др.).

Элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и т.п., представляющих опасность травмирования работающих.

Производственное оборудование должно быть пожаро- и взрывобезопасным.

Оборудование должно содержаться в безопасном, исправном состоянии, для чего следует проводить своевременные осмотры, проверки и ремонты. Не допускается работать на неисправном оборудовании.

Конкретные результаты осмотров, проверок и ремонтов должны заноситься в журнал технического состояния оборудования.

Опасные зоны и элементы оборудования должны иметь ограждения в соответствии с нормативно-техническими требованиями.

Общие требования безопасности к производственным процессам должны соответствовать стандартам системы безопасности труда.

Мероприятия, снижающие или исключаяющие воздействия шума.

Мероприятия, снижающие или исключаяющие воздействия шума:

- уменьшение шума в источнике возникновения (рациональное средство, но часто требует серьезного конструктивного изменения машины);
- организационно-технические мероприятия (уменьшение времени воздействия шума);
- средства коллективной защиты – в их состав входят архитектурно-планировочные мероприятия и конструктивные средства (кожухи, экраны, глушители, звукопоглощающие и звукоизолирующие конструкции);
- средства индивидуальной защиты (СИЗ) – наушники, заглушки, шлемы.

Конструктивные средства уменьшения шума основаны на использовании следующих принципов:

- экранирование – способность преград создавать зону «звуковой тени».

Эффективность экрана зависит от длины звуковой зоны по отношению к размерам препятствия, т.е. от частоты колебаний. В помещении из-за наличия отраженного шума эффект экрана меньше, чем в открытом пространстве;

- звукоизоляция – способность преград отражать звуковую энергию;
- звукопоглощение – способность пористых и рыхловолокнистых материалов, а также резонансных конструкций поглощать звуковую энергию. Звукопоглощающий материал, установленный на стенах помещения, уменьшает составляющую отраженного шума.

Для уменьшения аэродинамического шума систем вентиляции, шума газотурбонаддува и газовыхлопа двигателей применяют реактивные и активные глушители. Звукоизоляция источника шума обеспечивается кожухом, а звукоизоляция рабочего места – изолированной кабиной.

Мероприятия, позволяющие привести искусственное освещение к соответствующим нормируемым значениям.

Согласно требований правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Для обеспечения комфортной работы освещенность должна равняться:

- роторного стола – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк;
- превенторной установки – 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

К мероприятиям, обеспечивающим достижение необходимой освещенности можно отнести:

- правильную проектировку и рациональное выполнение искусственного освещения;
- соблюдение строительных норм и правил;
- максимальное использование естественного освещения;
- установка дополнительных источников искусственного освещения.

Таблица 5.2 - Анализ возможных опасных и вредных производственных факторов

Опасные и вредные факторы	Источник	Возможные причины	Основные параметры	Время существования опасности	Возможные последствия
1	2	3	4	5	6
Строительно-монтажные работы:					
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды, спецобуви	$t = \text{°C}$	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещения	Недостаточное количество осветительных приборов	Е, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Движущиеся Машины и механизмы	Строительная техника (трактор, бульдозер,	Кинетическая энергия при контролируемом и	$V = 20$ м/с $M = 20$ т	8 часов	защемление, порезы, отрезание или разрубание, захват или

	подъемный агрегат)	неконтролируемо м движении			наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Строительная техника	Работа машин и механизмов	L = 89 дБ	8 часов	утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам

Продолжение таблицы 5.2

Электрический ток	Электроустановки, электроинструмент	Пробой изоляции, замыкание и др.	I, мА U, В	Постоянно	травмирование или смерть от поражения электрическим током.
Бурение, крепление, испытание скважины:					
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	Буровое оборудование	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	V = 20 м/с M = 20 т	8 часов	- защемление или раздавливание; - порезы, отрезание или разрубание; - захват или наматывание; - затягивание или задерживание; - попадание под удар
Разрушающиеся конструкции	Арматура	Потенциальная энергия жидкости, находящаяся под давлением	P = 1,5 МПа	Постоянно	травмирование выбросом жидкости под высоким давлением
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Оборудование	Работа машин и механизмов	L = 89 дБ	Постоянно	продолжительные повреждения слуха (потеря остроты слуха), утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым

					сигналам и т.д.
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды, спецобуви	$t = ^\circ\text{C}$	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных действий.

Продолжение таблицы 5.2

Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещения	Недостаточное количество осветительных приборов	$E, \text{лк}$	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины:					
Движущиеся машины и механизмы	Строительная техника (трактор, бульдозер, подъемный агрегат и др.)	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	$V = 20 \text{ м/с}$ $M = 20 \text{ т}$	8 часов	защемление или раздавливание, порезы, отрезание или разрубание, захват или наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Строительная техника	Работа машин и механизмов	$L = 89 \text{ дБ}$	8 часов	утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности и климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды,	$t = ^\circ\text{C}$	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение

		спецобуви			внимания, риск ошибочных действий.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещение	Недостаточное количество осветительных приборов	Е, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, нарушение внимания, ошибочные действия.

Таблица 5.3 - Основные причины и последствия опасностей

Группа опасностей	Основные причины	Возможные последствия
1	2	3
Механические	<ul style="list-style-type: none"> – форма поверхностей режущих элементов, острых кромок, остrokонечных деталей (даже если эти части не движутся); – относительное положение движущихся деталей, которые могут создавать зоны затягивания, раздавливания, пореза; – масса и устойчивость (потенциальная энергия деталей, которые могут двигаться под влиянием сил тяжести); – масса и скорость (кинетическая энергия частей при контролируемом и неконтролируемом движении); – недостаточная механическая прочность, которая может привести к опасным поломкам или разрывам; – потенциальная энергия жидкостей, находящихся под давлением. 	<ul style="list-style-type: none"> – защемление или раздавливание; <ul style="list-style-type: none"> – порезы; – отрезание или разрубание; – захват или наматывание; – попадание под удар; – поверхностное повреждение тканей под действием трения; – травмирование выбросом жидкости под высоким давлением.
Электрические	<ul style="list-style-type: none"> – соприкосновение человека с токоведущими деталями, которые обычно находятся под напряжением (прямой контакт); – детали, которые в неисправном состоянии находятся под напряжением. 	<ul style="list-style-type: none"> – травмирование или смерть от поражения электрическим током.
Тепловые опасности	<ul style="list-style-type: none"> – воздействие низкой температуры в рабочей зоне. 	<ul style="list-style-type: none"> – переохлаждение; – обморожение.

Шум	<ul style="list-style-type: none"> – вибрация поверхностей машин и оборудования, а также одиночные или периодические удары в сочленениях деталей, сборочных единиц или конструкций в целом; – колебания элементов электромеханических устройств под влиянием переменных магнитных сил 	<ul style="list-style-type: none"> – продолжительное повреждение слуха (потеря остроты слуха); <ul style="list-style-type: none"> – звон в ушах; – утомляемость, стресс и т.д.; – нарушение равновесия, ослабление внимания; – создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам и др.
Излучения видимого спектра	<ul style="list-style-type: none"> – работа в темное время суток; – отсутствие или недостаточность источников искусственного света. 	<ul style="list-style-type: none"> – травмирование; – развитие дефектов зрения; – утомляемость, снижение работоспособности.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы

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

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

или производственную зону.

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

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

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

5.3.2 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

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

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

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. ОБР используется в качестве добавок к

известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементировании скважин.

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

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и не текучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

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

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

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама

является гидрофобизация поверхности. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ.

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

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

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

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Нарушение земель в период цикла строительства скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, а также в процессе бурения и испытания. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

Механическая рекультивация предусматривает следующие виды работ: демонтаж и вывоз бурового оборудования; очистка территории от технического мусора; переработка ОБР; выравнивание рельефа площади.

Биологическая рекультивация проводится на участках с нарушенным растительным покровом. Для восстановления растительности проектом предусматривается проведение биологической рекультивации, которая заключается в следующем: обработка нарушенного грунта, пропитанного ГСМ; подготовка почвенного слоя; рыхление нарушенного участка механическими средствами; внесение комплексных минеральных удобрений и создание плодородного слоя; засев травами.

Таблица 5.4 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
Спецтехника (дежурный трактор)	Диоксид азота	0,1703	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 5.5 - Сточные воды

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

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 - Анализ чрезвычайных ситуаций [5, с.18]

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
Пожар	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормативно-техническая база обеспечения безопасности и экологичности

Рассмотрим нормативно-техническую базу обеспечения безопасности и

экологичности проекта. Нормативно-техническая база состоит из законов, подзаконных актов, государственных стандартов, санитарных норм и правил, правил безопасности, руководящих документов и других нормативно-технических документов, устанавливающих требования безопасности к технологическим процессам, оборудованию, помещениям, зданиям и сооружениям, средствам коллективной и индивидуальной защиты.

⁵ [ГОСТ Р 22.0.07-95](#). Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

Законодательная база:

- Конституция РФ;
- Трудовой Кодекс РФ;
- Закон РФ № 116 - ФЗ «Об промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Закон РФ № 184 - ФЗ «О техническом регулировании»;
- Закон РФ № 52 - ФЗ О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Закон РФ № 68 - ФЗ О защите населения территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
- Закон РФ № 7 - ФЗ «Об охране окружающей среды».

Далее рассмотрим нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности в таблице 5.7, нормативно-правовые акты в области предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций в таблице 5.8, нормативно-правовые акты в области охраны окружающей среды в таблице 5.9.

Таблица 5.7 - Нормативно-правовые акты

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

Таблица 5.8 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ГОСТ 22.9.05-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Комплексы средств индивидуальной защиты спасателей. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.01-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Аварийно-спасательный инструмент и оборудование. Общие технические требования
ГОСТ 22.9.03-97	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства инженерного обеспечения аварийно-спасательных работ. Общие технические требования

ГОСТ Р 22.0.01-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения
ГОСТ Р 22.0.02-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий
ГОСТ Р 22.1.01-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мониторинг и прогнозирование. Основные положения
ГОСТ Р 22.2.04-94	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные аварии и катастрофы. Метрологическое обеспечение контроля состояния сложных технических систем. Основные положения и правила
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования
ГОСТ Р 22.8.01-96	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования
ГОСТ Р 22.6.02-95	Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мобильные средства очистки поверхностных вод. Общие технические требования

Таблица 5.9 - Нормативно-правовые акты в области охраны окружающей среды

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

Заключение

В общей части дипломного проекта приведены все технико-технологические расчеты и данные необходимые для строительства скважины. В специальной части рассмотрели рекомендации технологическое решение вскрытия продуктивного пласта методом репрессии.

Основные выводы и рекомендации:

рассмотрели варианты при репрессии на забой, их преимущества и недостатки, изучены виды дисперсных фаз буровых растворов для вскрытия пласта, которые образуют фильтрационную корку на стенках забоя, и методы удаления этой корки. Также рассмотрены дисперсионные среды для вскрытия, виды буровых растворов, использующихся в качестве дисперсионной среды, их преимущества и недостатки, состав и основные параметры. способе вызова притока глубины оттеснения скважинной жидкости, если компрессор не обладает достаточной мощностью, можно увеличить путем подкачки какой-либо жидкости или в поток газа, или сверху на столб закачанного газа; газирование скважинной жидкости можно обеспечить применением сухого льда; понизить давление на забое скважины можно с помощью испытателей пластов; технология освоения скважин с очисткой призабойной зоны путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями.

В разделе Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение в результате закачки специально приготовленного раствора

поверхностно-активных веществ, себестоимость одной тонны нефти снизился на 6,65 рубля и составила 5894,35. Показатель экономического эффекта составил 8,4 млн. рублей, прибыль составила 21,26 млн. рублей, а чистая прибыль 17,01 млн. рублей.

Экономический эффект от мероприятия был достигнут в первую очередь за счет уменьшения обводненности продукции скважины.

При разработке раздела Социальная ответственность учитывались последние нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

В настоящем разделе были рассмотрены все опасные и вредные факторы с точки зрения безопасности человека, атмосферы и литосферы, действующие в процессе строительства скважины. На основании действующих нормативно-технических документов, были предложены методы утилизации отходов строительства скважины.

Проанализированы возможные аварийные ситуации, могущие возникнуть на буровой, дана их оценка и предложены методы предупреждения и ликвидации.

С точки зрения безопасности труда на буровой, рассмотрены методы достижения безопасности, выделены мероприятия.

Уделено внимание рациональному использованию недр и водных ресурсов, произведены количественные расчеты.

