

**ТОО «WEST PRECASPIAN COMPANY»  
ТОО «GALS»**



**ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ  
НА СТРОИТЕЛЬСТВО ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЙ  
СКВАЖИНЫ WPC-2**

(Контракт №5087-УВС от 22.08.2022г. между Министерством Энергетики  
Республики Казахстан и ТОО «West Precaspian Company»)

Рабочий проект

**Директор ТОО «Gals»**



**Сисенбаев А.К.**

**Алматы-2025г.**

## **СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

Руководитель проекта	Сисенбаев А.К.
Ведущий инженер по бурению	Хайрушев М.Р.
Ведущий инженер по бурению	Самусев А.
Геолог	Жанкул Б.К.
Ведущий инженер эколог	Тулемисова Б.

## Оглавление

<b>СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ .....</b>	<b>2</b>
РАЗДЕЛ I.....	5
ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА .....	5
1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ .....	6
2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ .....	11
3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	12
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	14
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ .....	33
6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ.....	41
7. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	43
8. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ .....	44
9. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	52
10. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН.....	61
11. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН .....	75
12. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА.....	81
13. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.....	83
13.1 ВЫБОР ТИПА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ.....	83
14. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....	94
15. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ .....	95
16. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА.....	99
17. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ .....	110
18. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН .....	117
19. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР .....	128
20. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ.....	138
21. ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ .....	138
22. ОХРАНА НЕДР.....	140
23. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ .....	151
24. АВТОРСКИЙ НАДЗОР ЗА РЕАЛИЗАЦИЕЙ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РАЗВЕДКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ .....	156
25. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ.....	157
26. РАЗДЕЛ II ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА .....	160
ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ.....	165

## РЕФЕРАТ

Технический проект на строительство поисково-разведочной скважины №WPC-2 глубиной 2500м на площади Амангельды, участка Шункырколь в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан.

Ключевые слова: РАЗВЕДКА, СКВАЖИНА, БУРЕНИЕ, ПЛОЩАДЬ, УЧАСТОК, МОНТАЖ, ДЕМОНТАЖ, КОНСТРУКЦИЯ, КОЛОННА, БУРОВОЙ РАСТВОР, ОСВОЕНИЕ, ПЛАСТ, ДОЛОТО, ОБСАДНАЯ ТРУБА, УБТ, НКТ, НАСОС, ИСПЫТАНИЕ, ЭКОЛОГИЯ.

Объектом проектирования является строительство поисково-разведочной скважины №WPC-2 глубиной 2500м (+/-250м) на площади Амангельды, участка Шункырколь, установкой ZJ-40 или аналог по грузоподъемности.

Данный «Технический проект на строительство поисково-разведочной скважины на площади Амангельды, участка Шункырколь в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан» выполнен в соответствии с «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 15.06.2018 г., № 239, «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», от 30 декабря 2014 года №355 и с договором между ТОО «Gals» и ТОО «West Precaspian Company».

Цель работы - расчет конструкций скважин, выбор компоновок низа бурильной колонны, параметров режима бурения, параметров бурового раствора, параметров при цементировании скважин, расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе, расчет продолжительности проводки скважин, охрана недр и окружающей среды, рациональное и комплексное использование недр, техническая безопасность и промышленная санитария при строительстве скважины. Техническая часть разработана на основе данных «Геологической характеристики».

Все показатели, указанные в технической документации, являются проектными и будут уточняться в процессе проводки скважины по согласованию между Заказчиком и Проектантом.

Оборудование, материалы и инструмент, рассчитанные в проекте, выбраны порекомендации Заказчика. Возможно, по усмотрению Заказчика использование аналогов в процессе строительства скважины.

**РАЗДЕЛ I**  
**ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

# 1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер скважины, строящиеся по данному типовому проекту	WPC-2
2	Участок	Шункырколь
3	Расположение (суша, море)	Суша
4	Глубина моря на точке бурения, м	-
5	Цель бурения: Назначенные скважины	Поисково-разведочная
6	Проектный горизонт	Пермотриасовый горизонт
7	Проектная глубина, м, по вертикали	2500м (+/-250м)
8	Число объектов испытания: в колонне в открытом стволе	Определяет Заказчик после интерпретации геофизических данных
9	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
10	Тип профиля	Вертикальный
11	Азимут бурения, град	0°
12	Максимальный зенитный угол, град	-
13	Глубина по вертикали кровли проектного горизонта, м	1500м
14	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
15	Группа скважины	третья
16	Способ бурения	роторный
17	Вид привода	ДВС
18	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный и далее перемонтаж
19	Тип буровой установки	ZJ-40 или аналог
20	Тип вышки	по тендеру
21	Наличие механизмов АСП (Да, нет)	при наличии у Подрядчика
22	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	95,17 96,09
23	Тип установки для испытаний	УПА-60/80 или аналог
24	<b>Продолжительность цикла строительства скважин, сут, в том числе:</b>	90
	- строительно-монтажные работы (монтаж, демонтаж)	10
	- подготовительные работы к бурению	10
	- бурение и крепление	70,0
25	<b>Затраты времени на испытание (освоение) скважины в эксплуатационной колонне по объектам, сут. в том числе:</b>	402
	- Строительство, монтаж	3
	- Подготовительные работы к испытанию	7
	- Испытание	360
	- Консервация/Ликвидация	25
	- Демонтаж	7
	Затраты времени на испытание пластов в процессе бурения	-

	- испытание в открытом стволе	-
26	Рекультивация, сут.	10
27	Проектная скорость бурения, м/ст.мес. WPC-2	1250

**Примечание:**

1. Настоящий Технический проект разработан в табличной форме по рекомендованному макету для поисково-разведочных скважин.
2. Все изменения и отклонения от настоящего проекта для бурового Подрядчика допускаются по согласованию с проектной и утвердившей проект организациями (Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», ПП РК от 15.06.2018 г., № 239).
3. В процессе строительства скважины специалисты Заказчика могут вносить уточнения в программы бурения, крепления и освоения (эксплуатации) скважины с соблюдением норм и правил, действующих в Республике Казахстан.

Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	426	0	50	0	50
Кондуктор	323,9	0	400	0	400
Техническая колонна	244,5	0	1100	0	1100
Эксплуатационная колонна	177,8	0	2500	0	2500 (+/-250)

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площадок, тыс.м бурильных труб	Наличие тампонаж ной конторы или цеха (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания турбобура (электробура) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство работа бульдозера, трактора, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады (сдельная, повременная)	Категория УБР (УРБ)	Коэффициен т оборачиваем ости бурильных труб, %
		в бурении испытании	в том числе в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трубная площадка	Да	1	-	-		контрактная	повременная	первая	-

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объём повторно используемого раствора	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м <sup>3</sup>			
								количество		Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			всего	том числе подлежит		
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	слесарей	электромонтёров					12	13	14
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)					9	10	11				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	2500	400	2500	-	-	нет	нет	по контракту			-	Шлам	230,62	230,62		
												отработанный буровой раствор	322,62	322,62		
												буровые сточные воды	645,23	645,23		

Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки и пакера, м	Жидкость за НКТ	
						вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см <sup>3</sup>
период от начала эксплуатации, год	от	до		глубина, м	диаметр, мм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Естест. фонтанирование, станок качалка, Штанговый глубинный насос, винтовой насос, Эл. погружной насос, газлифт, насос гидравлический/струйный	в течение всего срока эксплуатации		-	2200	114,3	Общая коррозия	Незначительная*	-	нефть (пластовые жидкости или жидкость заканчивания)	0,84

Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

Номера скважин, подлежащих ликвидации	Номера скважин, подлежащих консервации на срок		
	до 3 месяцев	от 3 до 12 месяцев	свыше одного года
1	2	3	4
нет	нет	нет	нет

## 2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п/ п	Название документа  <i>(проект геологоразведочных работ, технологические схемы(проект) разработки площадей) (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ.</i>
<b>1</b>	<b>2</b>
1	<p>Контракт: № 5087 -УВС от 22.08.2022 года на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на участке Шункырколь.</p> <p>Геологический отвод рег. № 491 от 05.08.2022 года выданный РГУ «Комитетом геологии.</p> <p>Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке недр.</p> <p>Проект ликвидации последствий разведки углеводородов.</p>
2	Договор между ТОО «Gals» и ТОО «West Precaspian Company»
3	<p>Техническое задание на проектирование, выданное компанией ТОО «West Precaspian Company» «Технический проект на строительство поисково-разведочной скважины № WPC-2 проектной глубиной 2500м (+/-250м), на участке Шункырколь в Байганинском районе, Актюбинской области Республики Казахстан».</p> <p>Утверждено Генеральным директором ТОО «West Precaspian Company» Маженовым А.А.</p>
4	<p>Постановление (№126 от 11.06.2025г.) от акимата Байганинского района Актюбинской области о получении участка для выполнения геологоразведочных работ, бурение разведочной скважины WPC-2.</p>

### 3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Название, единица измерения	Значение
1	2
Наименование лицензионного участка	Шункырколь
Площадь	Амангельды
Административное расположение:	
Республика	Казахстан
Область (край)	Актюбинская
район	Байганинский
Температура воздуха:	
- среднегодовая, °С;	10-15
- наибольшая летняя, °С;	+25 -20
- наименьшая зимняя, °С.	-33-42
Среднегодовое количество осадков, мм	120-180
Дата ледообразования, месяц	конец ноября
Дата исчезновения льда, месяц	март-апрель
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,6
Продолжительность зимнего периода в году, сут	90
Преобладающее направление ветра, летом (зимой)	90-180
Наибольшая скорость ветра	15-20
Метеорологический пояс (при работе на море)	-
Азимут преобладающего направления ветра, градус	135

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	Территория представляет собой холмисто-увалистую равнину с абсолютными отметками рельефа от 75м до 248м. Широко развиты столообразные возвышенности. В сейсмическом отношении территория не более 5 баллов по шкале Чарльза Рихтера
Состояние местности	не заболоченная
Толщина снежного покрова, см	Отсутствует
Почвенного слоя	50-30
Растительный покров	0,5
Категория грунта	Вторая

Таблица 3.3 - Сведения о площадке строительства буровой

Назначения участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения поисково-разведочной скважины, где могут быть вскрыты нефтяные пласты.	2,5	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74

Таблица 3.4 - Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд, энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	Намечается из близлежащих населенных пунктов	На буровой	Автоцистерна
Питьевая вода:	Водоснабжение намечается из близлежащих населенных пунктов	с. Миялы	Автоцистерна
Энергоснабжение	Дизель-электростанция при буровой	по месту	Для БУ
Стройматериалы	Карьер		Автотранспорт
Связь	Спутниковая, радиотелефон	На буровой	Связь с офисом

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
10-15	Одноколейная дорога 5 категории. В соответствии со СНиП – 1 занимает площадь 0,6 га	6	20	Гравийная отсыпка

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	с. Карауылкельды, г. Кульсары	193 150	нет	-	-

## 4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

### 4.1. Исходные геологические данные для составления

Технический проект на бурение поисково-разведочной скважины на площади Амангельды проектной глубиной 2500м (+/-250м), участок Шункырколь.

### 4.2. Цель бурения:

Геологоразведочные работы. Бурение поисково-разведочной скважины.

Проектная глубина по вертикали: 2500м.

Проектный горизонт: Пермотриасовый горизонт.

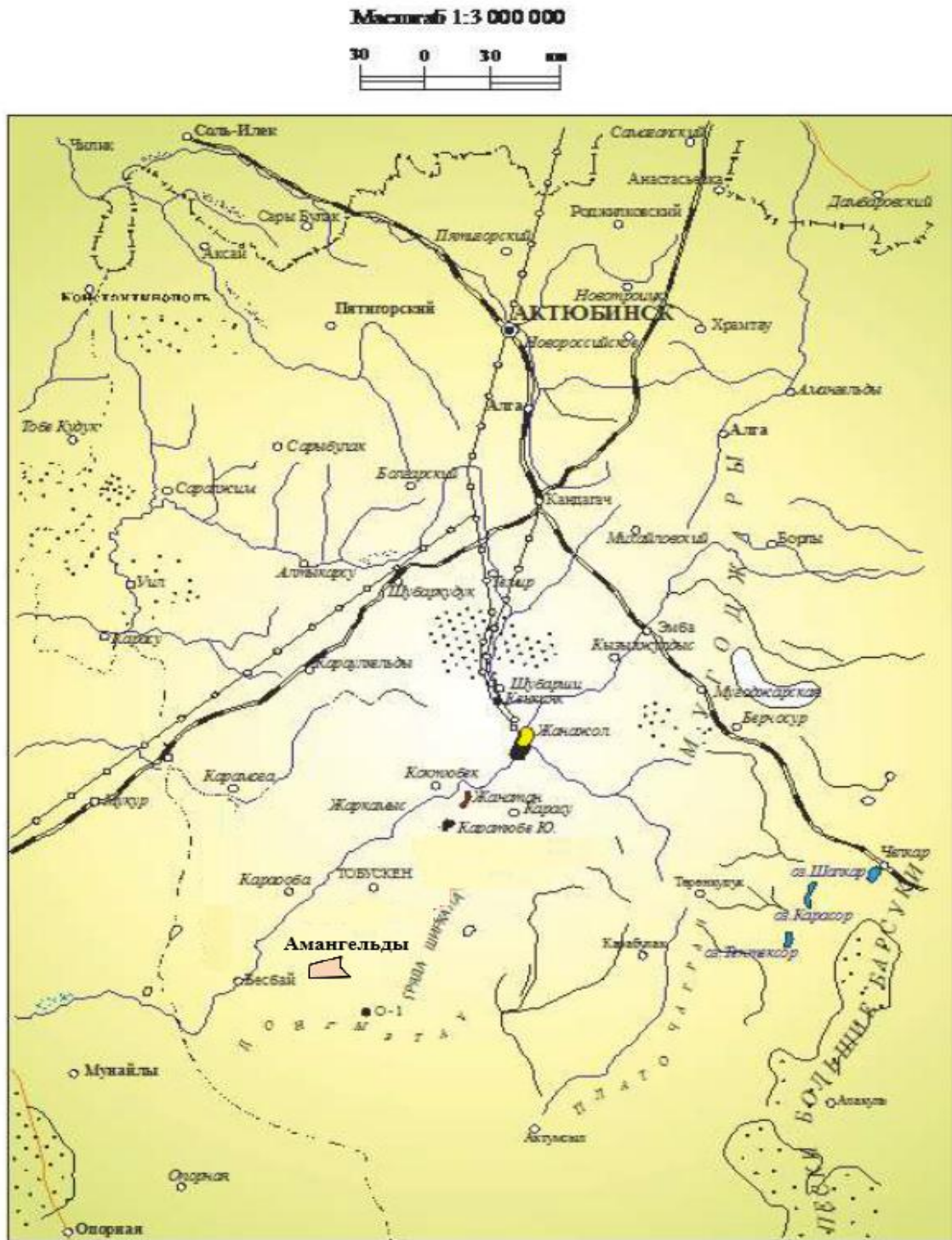


Рисунок 4.1 – Обзорная карта

### 4.3. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин

Таблица 4.3.1 - Стратиграфический разрез основных отражающих горизонтов, элементы залегания пластов и коэффициент кавернзности

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град		Коэффициент кавернзности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	400	Верхнемеловой	Q+K <sub>1</sub>	1,05		1,3
400	1140	Юрский	J	1,07		1,3
1140	1830	Триасовый	T	1,01		1,3
1830	2500	Пермский	P	1,01		1,3

Таблица 4.3.2- Литологическая характеристика разреза скважин

Стратиграфия	Инт. глубин	Краткая литологическая характеристика	Категория пород
			По
1	2	3	4
Q+K <sub>1</sub>	0-400	Пески (70%), глины, алевролиты (30%). Пески серые, зеленовато-серые голубовато-серые, мелкозернистые, кварцево-слюдистые, рыхлые.	2-3
J	400-1140	Пески (70%), глины (30%). Пески серые, зеленовато-серые, полимиктовые, рыхлые. Глины серые и тёмно-серые, почти чёрные, сланцеватые.	2-3
		Аргиллиты (30%), Пески (40%), глины (30%). Пески светло-зелёные, голубовато-серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, полимиктовые, глинистые слюдистые. Глины зелёные, алевритистые, песчаные, слабоизвестковистые, крепкие.	5-6
		Глины, алевриты (90%), пески (10%). Глины зеленовато-серые, зелёные, серые, слабоалевритистые, слюдистые, слоистые, аргилито-видные, песчаные. Пески	5-6
T <sub>1</sub>	1140-1830	Чередованием буровато-коричневых, красновато-бурых и зеленовато-серых глин, полимиктовых песчаников, разнозернистых песков, крепких конгломератов и аргиллитов известковистых.	5-6
P <sub>2</sub>	1830-2500	Песчаники полимиктовые, средне- и разнозернистые, серые, коричневые и светло коричневые, известковистые. Алевролиты коричневатого-серого, тускло-коричневого цвета, известковистые, иногда глинистые, отмечаются зерна обугленной растительности. Глины пестроцветные массивные и комковатые, с повышенным содержанием карбонатов.	5-6

Таблица 4.3.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Интервал стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость по керну, мкм <sup>2</sup>	Проницаемость по коратажу, мкм <sup>2</sup>	Карбонатность, %	Глинистость, %	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Абразивность	Категория пород по промышленной классификации (мягкая средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга кгс/мм <sup>2</sup>	Гидратационное разуплотнение (набухание) породы	
	от	до														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	11	13	14	15	16	
Четвертичная - меловая	0	400	Алевролит	1,79						31-33	6	Средние	0,3	400	0,21	
			Глины	1,97					1,5		0,5		200	0,75		
			Песчаник	1,74					6,5		0,27		500	0,16		
			Глины	1,99							31-33	1,5	Средние	0,5	200	0,75
			Песчаник	1,77					0,27	0,27		500		0,16		
			Алевролит	1,83					0,3	0,3		400		0,21		
Юрская	400	1140	Алевролит	1,86	26,5-27,5	0,112-0,365	0,100-0,340	10,0	15,0	31-127	6	средне-твердые	0,3	400	0,21	
			Глины	2,01							3		0,5	200	0,75	
			Песчаник	1,80							6,5		0,27	500	0,16	
Нижний триас	1140	1830	Глины	2,04	28,5	0,199	0,220	2,5	6,0	31-76	3	средние	0,5	200	0,75	
			Алевролит	1,90							6		0,3	400	0,21	
			Песчаник	1,83							6		0,27	500	0,16	
Пермская	1830	2500	Алевролит	1,90							0,3		400	0,21		
			Песчаник	1,83											0,27	500

Таблица 4.3.4. - Геокриологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород %	Наличие: ДА, НЕТ			
	от (верх)	до (низ)			Избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	Межмерзлотных, напорных (защемленных) вод	Пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
многолетнемерзлые породы в разрезе отсутствуют.								

Таблица 4.3.5. – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения(пачки)	Интервал, м		Тип коллектора	Параметры нефти						Параметры растворенного газа					
	От (верх)	До (низ)		плотность, г/см <sup>3</sup>		кинематическая вязкость при 20°С, мм <sup>2</sup> /с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Максимальный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор, м <sup>3</sup> / т <sup>3</sup>	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа
				в пластовых условиях	после дегазации 20°С										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
T <sub>1</sub>	1140	1830	Поровый	0,780	0,810	10	1,00	0,82	20	50	отс	0,4	0,780	0,003	-
P <sub>2</sub>	1830	2500	Поровый	0,760	0,810	10	1,08	0,82	35	70	отс	0,4	0,780	0,003	-

Таблица 4.3.6.6 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конден-сат)	Содержание в %по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Плотность газоконденсата/см <sup>3</sup>		Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Газовые залежи в разрезе не ожидается												

Таблица 4.3.7. – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазовая проницаемость, м	Химический состав воды, мг/ экв						Степень минерализации, мг/экв/л	Тип воды по сулину СН-сульфитно-натриевый; ХК-хлоркальциев. ХМ-хлормagneвий	Относится к источнику питьевого водоснабжения
	от (верх)	до (низ)					анион			катион					
							CL <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCL <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Данные будут уточняться в процессе поисково-разведочных работ															

Таблица 4.3.8. - Давление и температура по разрезу скважин

Наименование стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиенты давлений, кгс/см <sup>2</sup> на м				Температура, °С
	от (верх)	до (низ)	пластового	порового	Гидроразрыва	горного	
1	2	3	4	5	6	7	8
Q+K <sub>1</sub>	0	400	0,094	0,094	0,180	0,180	15
K <sub>2</sub>	400	750	0,103	0,103	0,180	0,180	19
J	750	1140	0,104	0,104	0,200	0,200	34
T <sub>1</sub>	1140	1830	0,105	0,105	0,200	0,200	34
P <sub>2</sub>	1830	2500	0,106	0,106	0,240	0,240	54

#### 4.4. Возможные осложнения по разрезу скважин

Таблица 4.4.1 - Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Расстояние от устья скважины достатического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см <sup>2</sup> •м)		Условия возникновения
	от	до				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q, K, J	0	1100	5	-	нет	0,094-0,103	0,115-0,114	Рыхлые, слабосцементированные породы и водоносные породы. При забойном давлении выше пластового давления на 8%

Таблица 4.4.2 - Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка) и т.д.
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	плотность, г/см <sup>3</sup>	Условный вязкость, сек	Водоотделение, см <sup>3</sup> /30 м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Верхний мел	0	750	полимерный	1,18	45-50	< 4÷5	10	При длительном оставлении без движения инструмента (более 1 сут.) - возможен прихват
Средняя юра	1140	1830	полимерный	1,20	45-50	< 4÷5	10	При длительном оставлении без движения инструмента (более 1 сут.) - возможен прихват

Таблица 4.4.3 – Нефтегазоводопроявления

№№ п/п	Интервал глубин, м	Возраст пород	Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Условия и характер проявлений
1	2	3	4	5
1	750-1100	J <sub>1+2</sub>	вода	При изменении параметров бурового раствора против проектных, возможно, водопроявления
2	1140–2500	T <sub>1</sub> -P <sub>2</sub>	нефть, газ, вода	При изменении параметров бурового раствора против проектных, возможно, нефтепроявления

Таблица 4.4.4 - Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид осложнения	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничения на оставление инструмента (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность г/см <sup>3</sup>	водоотдача см <sup>3</sup> /30м	смазывающие добавки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	750-1100	J <sub>1+2</sub>	Прихват	полимерный	1,18	4-5	Нефть или FK-Lube	да	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя
2	1140-2500	PT	Прихват	полимерный	1,20	4-5	Нефть или FK-Lube	да	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя

Таблица 4.4.5 - Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текучих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см <sup>3</sup>	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6

Примечание: В разрезе проектной скважины текучие породы не ожидаются.

Таблица 4.4.6 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5

Примечание: В процессе бурения прочие возможные осложнения не ожидаются – при условии соответствия фактических параметров техническому проекту.

#### 4.5. Исследовательские работы

- Производитель ГТИ должен иметь документы на осуществление этого вида работ.
- Перед началом работ устанавливаются датчики ГТИ на буровой установке. Монтаж датчиков должен производиться бригадой вышкомонтажников в присутствии ответственного представителя службы ГТИ производителя. После монтажа производится опрессовка датчиков и составляется Акт проверки готовности скважины к проведению ГТИ по форме согласно приложению 9 к настоящим Правилам.
- При проведении ГТИ необходимо:
  - 1) своевременно предоставлять партии ГТИ материалы геолого-технологических и геофизических исследований, структурные и геологические построения, каменный (в виде шлама и керна) материал по близлежащему к скважине району, об изменении технологических параметров бурового оборудования и бурильного инструмента (компоновка бурильной колонны, оснастка, забойный двигатель и втулки насоса), об изменении параметров бурового раствора, о сроках и видах ремонтных работ, об отключении электроэнергии и простоях, о длине бурильного инструмента, заходе ведущей трубы, о типе долота, количестве и диаметрах насадок долота, а также иную информацию, для решения поставленных задач;
  - 2) немедленно выходить на связь с оператором при получении вызова по переговорному устройству;
  - 3) выходить на связь с персоналом партии ГТИ во всех случаях выхода технологического процесса за установленные границы с целью совместного выявления ситуации в кратчайшее время;
  - 4) не допускать повреждения датчиков, кабелей и другого оборудования станции ГТИ, смонтированного на буровой установке;
  - 5) по требованию оператора производить манипуляции с буровым оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой;
  - 6) по рекомендации оператора изменять параметры режима бурения, прекращать или продолжать бурение, если в Техническом задании включены работы по оптимальному управлению бурением;
  - 7) расписываться в вахтовом журнале об ознакомлении с рекомендациями оператора станции ГТИ, занесенными в вахтовый журнал, в связи с отказом их выполнения;
  - 8) проводить тестирующие операции для подтверждения факта наличия предаварийной ситуации.
- При одновременном проведении на буровой различных видов работ Заказчик осуществляет координацию всех работ и обеспечивает отсутствие взаимных помех между производителями геофизических исследований и работ в скважинах.
- Применяемая при ГТИ аппаратура и оборудование должны иметь документацию завода-изготовителя. Внесение каких-либо изменений в конструкцию аппаратуры и оборудования не допускается.
- К проведению измерений при ГТИ допускается аппаратура, прошедшая метрологическую поверку (калибровку). Исполнитель ГТИ должен располагать системой базового и полевого (скважинного) метрологического обеспечения методов и аппаратуры ГТИ.
- Производитель ГТИ должен иметь в составе собственных интерпретационных подразделений возможность контроля качества и объективности получаемых материалов ГТИ.
- К работе на станциях ГТИ допускаются лица, прошедшие соответствующее профессиональное обучение и проверку знаний по основным и совмещаемым профессиям.
- Перед началом работ на буровой начальник партии обязан провести инструктаж членов буровой бригады по правилам проведения ГТИ, касающимся вопросов монтажа датчиков ГТИ, взаимодействия персонала партии ГТИ и членов буровой бригады при осложнениях и отклонениях от заданных режимно-технологической картой параметров с регистрацией факта проведения инструктажа в журнале инструктажа под роспись всех инструктируемых.
- Обо всех случаях аварийных ситуаций и отклонений регистрируемых параметров от указанных в проектной документации операторы станции ГТИ должны информировать представителей организации – владельца опасного производственного объекта и членов буровой бригады.

- В случае невыполнения членами буровой бригады рекомендаций по предотвращению аварийной ситуации старший по смене оператор станции ГТИ обязан сделать соответствующую запись в вахтовом журнале буровой бригады и после этого выйти на связь с представителем Заказчика (в случае его отсутствия на скважине).

- При контроле технологического процесса строительства скважины должны выполняться следующие условия, обеспечивающие своевременное распознавание предаварийных ситуаций и предотвращение выбросов и ОФ:

- 1) обязательная промывка скважины перед подъемом инструмента в течение времени, превышающего расчетное время выхода забойной пачки (величину расчетного "отставания") в 1,5 раза;

- 2) предупреждение буровой бригады о факте повышения содержания углеводородных и других газов в газовой смеси, извлеченной из дегазатора принудительного действия.

Подъем инструмента производится с обязательным контролем долива скважины и вычислением притока (поглощения). Буровая бригада предупреждается обо всех случаях выхода контролируемых параметров за пределы заданных коридоров значений с целью своевременного обнаружения отклонения технологического процесса от нормы, как за счет осложнения скважины, так и за счет предаварийного состояния бурового инструмента и оборудования.

- Станция ГТИ устанавливается с учетом схемы размещения буровой установки, манифольда, дорог и коммуникаций, обеспечения прямой видимости объекта, на расстоянии – высота вышки плюс 10 метров от устья скважины. Соединительные кабели и газовоздушная линия размещаются на опорах в защитных приспособлениях.

- Заземление станции осуществляется на контур буровой.

- Подключение станции к сети (производится электриком буровой бригады в присутствии начальника партии).

- Геологические, геохимические и технологические исследования на основе изучения физико-химических свойств промывочной жидкости, шлама, керна и пластового флюида, регистрации технологических параметров бурения и СПО в реальном масштабе времени обеспечивают:

- 1) определение признаков ГНВП;

- 2) предупреждение аварий и инцидентов;

- 3) оптимизацию процесса бурения;

- 4) расчет поровых, пластовых давлений;

- 5) литологическое разделение горизонтов;

- 6) выделение пластов-коллекторов;

- 7) определение характеристики насыщения коллекторов;

- 8) уточнение интервалов отбора керна, испытания пластов и геофизических исследований.

- Объемы и задачи исследований, форма и периодичность предоставляемой информации устанавливаются ПОР при проведении ГТИ.

- При выдаче заявки на ГТИ геофизической организации представляются сведения и документы:

- 1) проект на строительство скважины;

- 2) строительства скважины;

- 3) технологический регламент, режим бурения и работы долот по интервалам ствола скважины;

- 4) сведения о местоположении скважины, сроках начала и окончания бурения и интервалах исследований.

- При подготовке станции ГТИ, буровой установки и скважины к исследованиям выполняются мероприятия по обеспечению безопасности:

- 1) руководитель работ ГТИ совместно с руководителем объекта проводят инструктаж персонала буровой бригады и станции ГТИ по технологии, взаимодействию, настоящим Правил, действиям по ПЛА, применению СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ, системе сигнализации и оповещения;

- 2) на площадке устанавливаются отдельные электрические устройства для подключения ГТИ, подводится вода и освещение;
  - 3) прокладываются соединительные кабели и газоздушная линия, соединяющая измерительную аппаратуру станции с выносными датчиками;
  - 4) для установки дегазатора и датчиков контроля параметров промывочной жидкости в желобной системе за пределами основания буровой оборудуется участок желоба прямоугольного сечения с углом наклона не более 5 градусов, длиной 4000 миллиметров, шириной 700 миллиметров и высотой 400 миллиметров. Вдоль участка устанавливается площадка длиной не менее 4500 миллиметров, освещаемая в темное время суток;
  - 5) обеспечивается связь станции ГТИ с бурильщиком и руководителем объекта;
  - б) проверяется подготовленность станции ГТИ и буровой установки.
- В процессе исследований буровая бригада по рекомендации работников станции ГТИ осуществляет управление режимом бурения и оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой.
  - При проведении газового каротажа не допускается добавлять нефть и углеводороды в промывочную жидкость.
  - При завершении бурения циркуляция продолжается до выхода забойной порции промывочной жидкости на поверхность.
  - По результатам ГТИ производится регистрация данных на диаграммах, в Рабочем журнале по проведению ГТИ, составляется акт исследований. В процессе бурения скважины более года, акт и отчет о результатах исследований составляют на исследуемый интервал.
  - Руководитель объекта, бурильщик информирует руководителя станции ГТИ об отклонениях от технологического режима бурения и физико-химического состава промывочной жидкости. Газовый каротаж проводится с учетом химического состава промывочной жидкости и содержания углеводородов.
  - Руководитель станции ГТИ информирует руководителя объекта, бурильщика о состоянии и результатах исследований и фиксирует в рабочем журнале по проведению ГТИ параметры отклонения и возможность возникновения инцидента или аварийной ситуации.

Таблица 4.5.1 - Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна				Параметры отбора шлама, м			Параметры отбора грунтов		
	Интервалы, м		Минимальный диаметр мм	Максимальная проходка за рейс м	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Глубина отбора грунтов, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт
	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12
T <sub>1</sub>	1770	1795	100	30	50		Периодический, через каждые 5м	-	-	-
P <sub>2</sub>	1830	2500	100	30	До проектного			-	-	-

**Примечание:** Интервалы отбора керна, шлама, пластовых флюидов в скважине будут изменены геологической службой Заказчика на основе результатов ГИС, ГТИ, а также других исследований.

При проявлении признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновения признаков и отбор шлама производить через каждые 2 метра. Необходимо обеспечить вынос керна не менее 90%. Интервалы отбора керна могут быть откорректированы по данным ГИС и шламу.

### **Отбор керна.**

- Перед извлечением керна из керноприемника, персонал, не связанный с этой работой, удаляется с приемного моста.
  - Персонал, выполняющий работу по извлечению и обработке керна, обеспечивается изолирующими противогазами и резиновыми перчатками.
  - Образцы керна укладываются в герметичные контейнеры, изготовленные из сероводородостойких материалов.
- Кернохранилище оборудуется стационарным газосигнализатором и системой вентиляции.

Таблица 4.5.2 – Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		Примечание
		в интервале, м		
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
ГК-НГК ( <i>GR, NEUT</i> ), БК ( <i>LLS</i> ), КВ ( <i>CALI</i> ), ТМ ( <i>TEMP</i> ), Инклинометрия ( <i>IN</i> ), АКЦ ( <i>CBL</i> )	1:200 1:500	10	400	
ГК-НГК ( <i>GR, NEUT</i> ), БК ( <i>LLS</i> ), КВ ( <i>CALI</i> ), ТМ ( <i>TEMP</i> ), Инклинометрия ( <i>IN</i> ), АКЦ ( <i>CBL</i> )	1:200 1:500	400	1200	
ПС-Рез ( <i>LLS- SP-RIS</i> ), N11M0.5A ( <i>PZ</i> ), N0.5M2.0A ( <i>OGZ3</i> ), A2.0 M0.5N ( <i>GZ3</i> ), БК ( <i>LLS</i> ), МБК ( <i>MFSL</i> ), МКЗ ( <i>MINV, MNOR</i> ), ВИКИЗ (зонды <i>Ro05-Ro10</i> ), КВ-Проф. ( <i>CALI</i> ), СГК ( <i>SGR, KTH, K, T U</i> ), РК (ГК-НГК) ( <i>GR, NEUT</i> ), ГГКп ( <i>RHOV</i> ), АК ( <i>DT (TT1, TT2)</i> ), ТМ ( <i>TEMP</i> ), Инклинометрия ( <i>IN</i> ).	1:200 1:500	1200	2500 (+/-250)	
Дополнительный комплекс ГИС (по необходимости)				
Вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП)	1:200 1:500	0	2500 (+/-250)	После спуска колонн
Многоразовый опробователь пласта на каротажном кабеле		Продуктивный пласт		

**Примечание:** Интервалы и объемы ПГИ корректируется геологической службой Заказчика с учетом фактического разреза скважины. Виды ГИС могут быть уточнены при составлении программы бурения. ЛМ с перфоратором для привязки глубин и прострела продуктивной толщи и уточнения интервала фактического прострела заряда.

Таблица 4.5.3 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	интервал, м		количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество опроб., шт.
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
В открытом стволе предусматривается испытание объектов в случае выявления прямых и косвенных признаков нефтегазоносности по керну или ГИС.						

Таблица 4.5.4 - Прочие виды исследований

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
Исследование пластовой нефти		
Состав нефти	Пробы	3*
Плотность пластовой нефти	Пробы	3
Плотность дегазированной нефти	Пробы	3
Давление насыщения	Пробы	3
Исследование керна		
Макроописание керна	м	60
Фотографирование керна	м	60
Изготовление и описание шлифов	шлиф	1*
Пористость по напластованию	Образец	3*
Пористость перпендикулярно напластованию	Образец	1*
Проницаемость	Образец	3*
Гранулометрический состав	Образец	3*
Карбонатность	Образец	3
Плотность пород	Образец	3*
Плотность минералов	Образец	3*
Палинологические исследования	Образец	1*

**Примечание:** \* Указанный объем лабораторных исследований будет уточнен Заказчиком с учетом предложений бурового подрядчика.  
 3\* - с каждого объекта испытания, 1\*\* - 1 образец с каждого метра керна 3\*\*\* - с 1 метра 3 образца.

#### 4.6. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважин, сведения по эксплуатации

Таблица 4.6.1 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Интервалы установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт, фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
P <sub>2</sub>	I	2100	2150	2050	2300	Цемент, колонна	Передвижная	да	3	3,5,7	Раствор – тех. вода – свабиrowание	300	1,10
T <sub>1</sub>	II	1830	1700	1850	1500	Цемент, колонна							

Таблица 4.6.2 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидropескоструйная	Тип и размер перфоратора	Количество отверстий на 1м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора, шт.	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ (да, нет)	Насадки для гидropескоструйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	Плотность*, г/см <sup>3</sup>								диаметр, мм	кол-во, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I-IV	Бур. раствор	1,14-1,16	10	Кумулятивная	"ORION" 102, 105 или аналог	16	160	2	Да	Не планируется	

**Примечание:**

\* Мощность интервалов перфорации уточняется по результатам оперативной интерпретации данных ГИС и исследований керна материала.

\* Плотность бурового раствора при перфорации уточняется по результатам исследований в открытом стволе в процессе бурения.

\* Тип перфоратора может быть изменен по решению Заказчика.

Таблица 4.6.3 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в поисково-разведочной скважине

Номер объекта	Название процесса: соляно кислотная обработка, керосина-кислотной эмульсией, установка кислотной ванны, добавочная кумулятивная перфорация, обработка ПАВ, метод переменных давлений (МПД), закачка изотопов и другие операции, выполняемые по Местным нормам	Количество пераций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см <sup>3</sup>	Давление на устье, кгс/см <sup>2</sup>	Температура закачки ваемойжидкости, °С	Глубина у становкипакера, м	Мощность перфорации, мм	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Работы не предусматриваются									

Таблица 4.6.4 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора; повторное понижение уровня азарацией; температурный прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста; идругие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	количество	Местные нормы времени, сут.
1	2	3	4	5
Дополнительные работы не предусматриваются				

Таблица 4.6.5 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см <sup>3</sup>		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/ см <sup>2</sup>	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Заданный коэффициент Запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	
1	2	3	4	5	6	7	8
I-IV	0,860	0,878	136-233	-	25-28	34-54	1,15

Таблица 4.6.6 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Номер объекта	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено (ДА, НЕТ)		Работа по испытанию проводится в одну, полторы, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 5 м имеют подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм по ОСНВ для поисково-разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в экспл. скважине	освоение, очистку и гидродинам. исследован.	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I-IV	ДА	Нет	ДА	Нет	1,5 смены по 12 часов	Нет	Нет	Нет	Нет

Таблица 4.6.7 - Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания				
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, г/см <sup>3</sup>	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м <sup>3</sup> /сут	давление на устье, кгс/см <sup>2</sup>	температура нагнетаемого агента, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Не предусматривается									

## 5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Конструкция скважины принята в соответствии с утвержденным Техническим заданием на проектирование. Типовая конструкция скважины разработана в соответствии с действующими нормативно-методическими документами исходя из горно-геологических условий бурения, а также с учетом опыта строительства поисково-разведочных скважинах на данной участке.

1. Направление Ø 426мм x 50м цементируется до устья, спускается с целью обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

2. Кондуктор Ø323,9мм x 400м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под кондуктором и установки ПВО.

3. Техническая колонна Ø 244,5мм x 1200м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов юры и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну и установки ПВО.

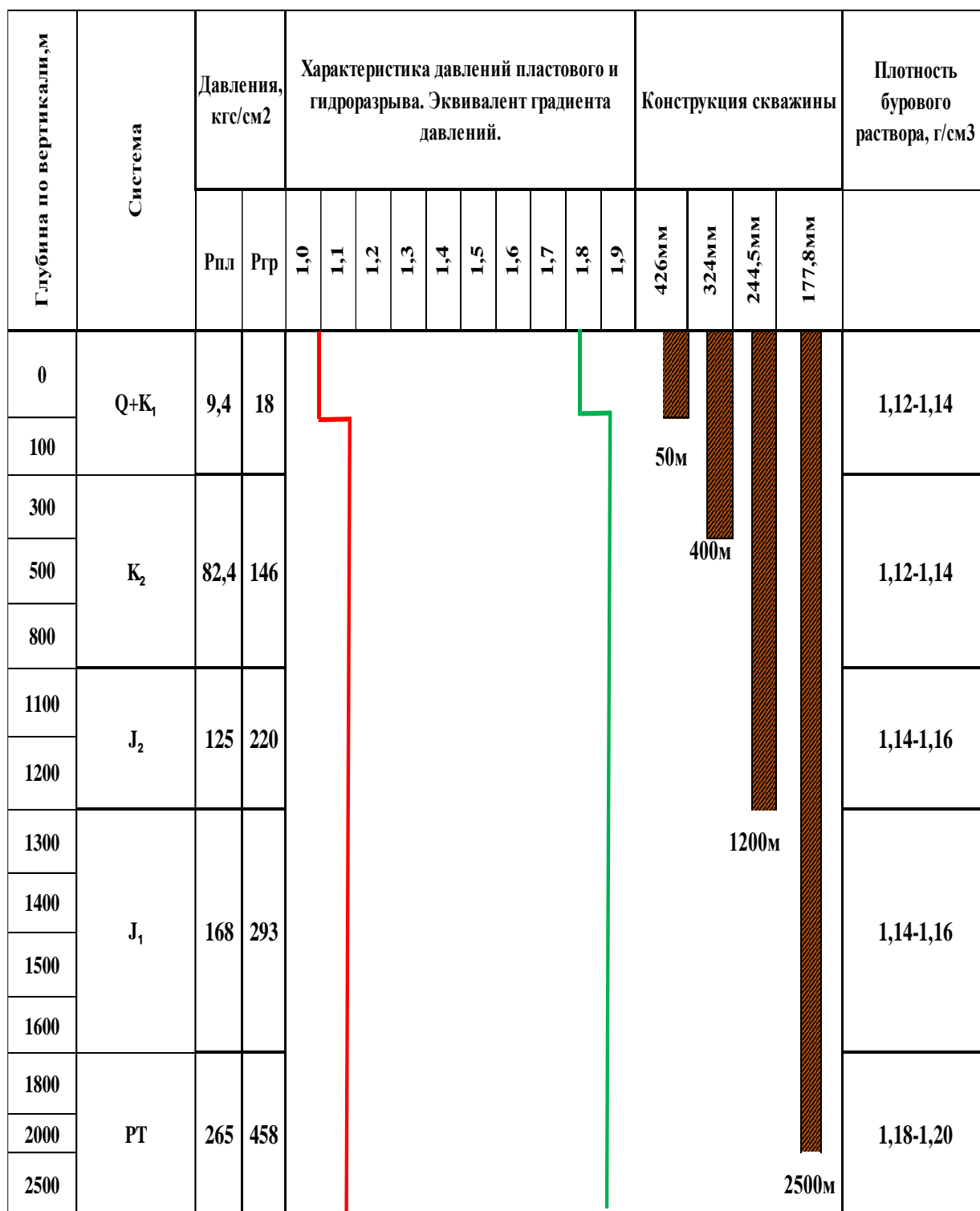
4. Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм x 2500м. Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи нефти. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы, скрепки, турбулизаторы и т.д.

Обоснование необходимости спуска обсадных колонн и принятая конструкция скважины приведены в таблице 5.2; общая характеристика обсадных колонн – в таблице 5.3; в таблице 5.4 приведены предусмотренные проектом технико-технологические мероприятия при строительстве скважин, которые обусловлены особенностями геологического строения.

**Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления**

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
наружный диаметр, мм	длина, м	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	
426	50	Д	11,1	1,0	ГОСТ 632-80	Шахта - бетонное короб размером 2х2м глубиной 2м. Бурение технической водой долотом 490 мм и цементом до устья
244,5	18	Д	10,03	1,044	ГОСТ 632-80	Ствол под шурф для квадратной штанги бурится турбобуром долотом 295,3мм под углом 50° к вертикали или шурфозаборником.

Рис. 5.1 Совмещённый график давлений



**Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн**

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, первая и последующие	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота)в интер.мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема о растворе за колонной, м	Количество отдельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер отдельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки отдельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки, надбавки смены или поворота секции
	промежуточный, заменяющая, надставка, эксплуатационная или открытый ствол	от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	0	50	490	0	1	1	0	50	Перекрытие неустойчивых, водоносных и прихватоопасных отложения палеогена и четвертичного. Оборудование устья скважины ПВО.
2	Кондуктор	0	400	393,7	0	1	1	0	400	Перекрытие неустойчивых пород в отложениях мела. Оборудование устья скважины ПВО.
3	Техническая колонна	0	1200	295,3	0	1	1	0	1200	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтеводогазопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.
4	Эксплуатационная колонна	0	2500 (±250м)	215,9	0	1	1	0	2500 (±250м)	Цементируется до устья, спускается с целью разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов.

**Таблица 5.3 - Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн**

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.2.гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (табл. 5.2.гр.8)	Количество диаметров, шт.	Номер одно размерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	интервал установки одноразмерной части, м		толщина стенки, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		кол-во типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	Условный код типа соединения	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	426	0	50	-	1	1	ОТТМ	451,0	0	50
2	1	1	1	323,9	0	400	-	1	1	ОТТМ	351,0	0	400
3	1	1	1	244,5	0	1200	-	1	1	ОТТМ	269,9	0	1200
4	1	1	1	177,8	0	2500	-	1	1	ОТТМ	194,5	0	2500

**Примечание:** возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по усмотрению «Заказчика».

**Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции**

№№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка действий буровой бригады в случае возможных газонефтеводо- проявлений
2	Проверку ПВО на функционирование следует проводить; - до вскрытия продуктивного горизонта – 1 раз в неделю, при разбуривании продуктивного горизонта - ежесменное	Проверка работоспособности ПВО
3	<p>Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов в перевыполнении технологических операций в скважине:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции;</li> <li>▪ не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (см. табл. 9.8);</li> <li>▪ строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора (см. табл. 7.1);</li> <li>▪ с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления.</li> </ul> <p>В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 4.4.1</p> <p>На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт).</p> <p>В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла.</p> <p>В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах табл. 4.4.2</p>	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

Продолжение таблица 5.4

1	2	3
4	<p>Для обеспечения безаварийной работы при бурении скважины необходимо руководствоваться следующими документами: (1)                      При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Обеспечение систематического контроля показателей свойств бурового раствора и поддержание их согласно требованиям ГТН.</li> <li>- Обеспечение буровой (до начала бурения) следующим минимумом ловильного инструмента, соответствующего размерам скважины и применяемым бурильным трубам, и УБТ: колокол с воронкой, метчик, магнитный фрезер. Ловильный инструмент должен быть исправлен, смазан и иметь соответствующие переводники под бурильные трубы. На каждый ловильный инструмент необходимо иметь эскизы с указанием размеров.</li> <li>- Перед спуском долот в скважину бурильщик обязан проверить диаметр долота, состояние присоединительной резьбы, сварных швов, люфт шарошек.</li> <li>- Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером сработки предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом.</li> <li>- Немедленно начать подъем инструмента при резком падении механической скорости в 2,5 - 3 раза за последние 15-50 минут бурения.</li> <li>- Запрещается крепление долот ротором. — В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, накрутить ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота.</li> <li>- Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика).</li> <li>- Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах.</li> <li>- Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, не допуская превышения установленной величины с помощью моментомера.</li> <li>- В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы.</li> <li>- При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно.</li> <li>- В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного</li> </ul>	<p>Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений</p>

инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой.

- При изменении компоновки низа буровой колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку.

- Все резьбовые соединения УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами.

- Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 1000 м и через 50 ч при бурении свыше 1000 м.

- Смену положения рабочих соединений буровых труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. — Если в процессе бурения возникли признаки слома буровой колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна буровых труб должна быть поднята.

- В процессе бурения все буровые трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы буровой колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки.

- Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено:

- применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа буровой колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО;

- контроль параметров — кривизны и азимута с помощью инклинометра через 150–250 м проходки скважины;

## 6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

1	2	3
	<p>В целях предупреждения газонефтеводопроявлений при бурении скважины необходимо руководствоваться: [1].</p> <p>Признаками начала газонефтеводопроявлений в бурящихся скважинах являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- повышение расхода (скорости) восходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной производительности буровых насосов;</li> <li>- выход на поверхность части (пачки) бурового раствора, насыщенного газом, нефтью или пластовой водой во время промывки скважины - увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях при циркуляции;</li> </ul> <p>перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб;</li> <li>- уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб.</li> </ul> <p>В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту;</li> <li>- условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта;</li> <li>- на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины;</li> <li>- буровая должна быть оснащена механизмом (дегазатором) для дегазации бурового раствора и приборами контроля концентрации газа в буровом растворе. Вскрытие продуктивных горизонтов при неисправно дегазаторе запрещается;</li> <li>- устье скважины должно быть оборудовано ПВО в соответствии с утвержденной схемой. Перед подъемом бурильной колонны из скважины со вскрытыми продуктивными горизонтами необходимо тщательно промыть скважину (не менее 1 цикла) и выровнять буровой раствор с доведением его показателей свойств до норм, установленных техническим проектом, промывку производить с периодическим вращением бурильного инструмента. Устье скважины должно быть оборудовано приспособлением для долива. При подъеме инструмента из скважины производить непрерывный долив бурового раствора, поддерживая его уровень у устья скважины. Для непрерывного долива необходимо установить емкость объемом 50–25 м<sup>3</sup> под буровой раствор, используемый для долива скважины.</li> </ul>	<p>Предупреждение газонефтеводопроявлений</p>

Запрещается производить подъем бурильного инструмента из скважины при наличии сифона или поршневания.

При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины. При длительных простоях (более 15 суток) бурящейся скважины вскрытые продуктивные горизонты должны быть изолированы цементным мостом. При появлении признаков газонефтеводопроявления необходимо принять экстренные меры в соответствии с действующими инструкциями, немедленно сообщить руководству буровой организации.

В случае вынужденных простоев бурильная колонна должна быть спущена до башмака последней обсадной колонны и устье скважины герметизировано превентором. При этом необходимо периодически производить промывку скважины со спуском бурильных труб до забоя. Периодичность промывок определяется технологической службой бурового предприятия.

В проекте предусмотрено:

организовать службу супервайзера на буровой;

службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора;обеспечить буровую газокаротажной станцией.

При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения, обеспечивающего углубление скважины.

## 7. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 7.1 - Входные данные по профилю скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град			
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	Максимально допустимый интенсивность искривления на 30 м	при входе, а продуктивный пласт		
					Минимально допустимый	Максимально допустимый	
Не предусматривается		Скважины вертикальные			Скважины вертикальные		

Таблица 7.2 - Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м	
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общее
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Таблица информации не имеет (скважины вертикальные)								

## 8. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Таблица 8.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название(тип)раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора														
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см <sup>3</sup>	условная вязкость, с	водоотдача , см <sup>3</sup> за 30 мин		СНС (Gels), мгс/см <sup>2</sup> (фунт/100 фут <sup>2</sup> ) через, мин (с, мин)		корка, мм	содержание твёрдой фазы, %				минерализация, г/л	Пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100 2	плотность до утяжеления, г/см <sup>3</sup>
					PK	API	1 (10)	10 (10)		коллоидной (активной) части	песка	всего	pH				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Бентонитовый раствор	0	50	1,10- 1,12	35- 45	<5	<6	28-53 (6-11)	45-75 (9-18)	0,5- 1,0	<2	<0,5	<13	8,5- 9,5	-	как можно меньше	40-68 (7-10)	1,05
Ингибированный полимерный раствор	50	400	1,12- 1,14	30- 45	3-4	<5	20-40 (4-8)	40-65 (8-12)	0,5- 1,0	<2	<0,5	<15	8,5- 9,5	KCl > 5 %	как можно меньше	35-50 (7-10)	1,07
Ингибированный полимерный раствор	400	1200	1,12- 1,14	30- 45	3-4	<5	20-40 (4-8)	40-62 (8-12)	0,5- 1,0	<2	<0,5	<15	8,5- 9,0	KCl > 5 %	как можно меньше	35-50 (7-10)	1,15
Ингибированный полимерный раствор	1200	2500	1,18- 1,20	30- 45	3-4	<5	20-40 (4-8)	40-62 (8-12)	0,5- 1,0	<2	<0,5	<15	8,5- 9,0	KCl > 5 %	как можно меньше	35-50 (7-10)	1,15

Таблица 8.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал (по стволу), м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	Смена раствора для бурения интервала (да, ет)	Название компонента	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м <sup>3</sup>
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	50	Бентонитовый	1100-1120	нет	Бентонит	2500	-	-	-	15
						Каустическая сода	2130	-	-	-	1,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	1,0
						Вода	1000	-	-	-	244
2	50	400	Ингибированный полимерный раствор	1120- 1140	нет	Вода	1,00				262,0
						КОН	2,13				0,59
						Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	2,53	92		в/с	0,29
						KCl	1,98	91		в/с	23,57
						GW K	1,50				0,59
						GW PAC LV	1,06				2,95
						BARACOR-95	1,50				1,47
						GW Super-4	1,50				5,89
						GW XY-27	1,02				0,88
						DLF-50	1,50				1,77
						GW XC	1,50				1,18
						GW PAN	1,40				0,29
						HY-203	1,03				16,21
Ca CO <sub>3</sub> (Карбонат кальция)	2,71				45,67						
3	400	1200	Ингибированный полимерный раствор	1120-1140	нет	Вода	1,00				385,6
						КОН	2,13				0,87
						Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	2,53	92		в/с	0,43
						KCl	1,98	91		в/с	34,67

						GW K	1,50				0,87
						GW PAC LV	1,06				4,33
						BARACOR-95	1,50				2,17
						GW Super-4	1,50				8,67
						GW XY-27	1,02				1,3
						DLF-50	1,50				2,6
						GW XC	1,50				1,73
						GW PAN	1,40				0,43
						HY-203	1,03				26,0
						Ca CO <sub>3</sub> (Карбонат кальция)	2,71				37,27
4	1200	2500	Ингибированный полимерный раствор	1180-1120	нет	Вода	1,00				385,6
						KOH	2,13				0,87
						Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	2,53	92		в/с	0,43
						KCl	1,98	91		в/с	34,67
						GW K	1,50				0,87
						GW PAC LV	1,06				4,33
						BARACOR-95	1,50				2,17
						GW Super-4	1,50				8,67
						GW XY-27	1,02				1,3
						DLF-50	1,50				2,6
						GW XC	1,50				1,73
						GW PAN	1,40				0,43
						HY-203	1,03				26,0
Ca CO <sub>3</sub> (Карбонат кальция)	2,71				37,27						

**Примечание:** Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика на раствор, улучшающий качество проводки скважины

Таблица 8.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления и утяжеления

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м <sup>3</sup> /м и его компонентов, кг/м <sup>3</sup> в интервале			Потребность бурового раствора, м <sup>3</sup> и его компонентов, т			
от (верх)	до (низ)			величина	источник норм	поправочный коэффициент	на запасна поверхность и	на исходный объём	на бурение интервала	Суммарнаяв интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	50	-	Бентонитовый	-	Расчет			48,79	9,63	58,24
			Бентонит	60				2,82	0,55	3,37
			NaOH	1,0				0,05	0,01	0,06
			Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1,0				0,05	0,01	0,06
			Вода	976				45,87	8,88	54,75
50	400	1,0	Ингибированный полимерный раствор, м <sup>3</sup>				46,5	12,4	41,15	100,3
			Вода	712			31,5	8,39	28,11	67,97
			NaOH	2,00			0,088	0,02	0,08	0,19
			Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1,00			0,04	0,011	0,04	0,1
			KCl	80,0			3,54	0,94	3,16	7,64
			GW K	5,00			0,22	0,06	0,2	0,48
			GW PAC LV	6,00			0,27	0,07	0,24	0,57
			BARACOR-95	3,00			0,13	0,04	0,12	0,28
			GW Super-4	20,0			0,88	0,24	0,79	1,91
			GW XY-27	2,00			0,09	0,024	0,079	0,191
			DLF-50	10,0			0,44	0,12	0,04	0,95
			GW XC	1,00			0,04	0,012	0,04	0,095
			GW PAN	4,00			0,18	0,05	0,16	0,38
HY-203	50,0			2,21	0,59	1,97	4,77			
CaCO <sub>3</sub> (Карбонат кальция)	155,0			6,85	1,83	6,119	14,8			

Продолжение таблицы 8.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
400	1200	1,0	Ингибированный полимерный раствор, м <sup>3</sup>				60	80	28,5	169
			Вода	932			46,224	61,89	21,94	129,66
			NaOH	2,00			0,10	0,14	0,052	0,27
			Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1,00			0,05	0,07	0,024	0,14
			KCl	80,0			4,09	5,48	1,94	11,47
			GW K	2,00			0,10	0,137	0,049	0,287
			GW PAC LV	10,0			0,511	0,685	0,243	1,434
			BARACOR-95	5,00			0,256	0,342	0,121	0,717
			GW Super-4	20,0			1,023	1,369	0,485	2,869
			GW XY-27	3,00			0,153	0,205	0,073	0,430
			DLF-50	6,00			0,307	0,411	0,146	0,861
			GW XC	4,00			0,205	0,274	0,097	0,574
			GW PAN	1,00			0,051	0,068	0,024	0,143
			HY-203	60,0			2,56	3,423	1,213	7,172
Ca CO <sub>3</sub> (утяжелитель)	86,0			4,397	5,888	2,087	13,335			
1200	2500	1,0	Ингибированный полимерный раствор, м <sup>3</sup>				60	80	28,5	169
			Вода	932			46,224	61,89	21,94	129,66
			NaOH	2,00			0,10	0,14	0,052	0,27
			Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1,00			0,05	0,07	0,024	0,14
			KCl	80,0			4,09	5,48	1,94	11,47
			GW K	2,00			0,10	0,137	0,049	0,287
			GW PAC LV	10,0			0,511	0,685	0,243	1,434
			BARACOR-95	5,00			0,256	0,342	0,121	0,717
			GW Super-4	20,0			1,023	1,369	0,485	2,869
			GW XY-27	3,00			0,153	0,205	0,073	0,430
			DLF-50	6,00			0,307	0,411	0,146	0,861
			GW XC	4,00			0,205	0,274	0,097	0,574
			GW PAN	1,00			0,051	0,068	0,024	0,143
			HY-203	60,0			2,56	3,423	1,213	7,172
Ca CO <sub>3</sub> (утяжелитель)	86,0			4,397	5,888	2,087	13,335			

**Примечания:** возможно использование других химических реагентов идентичных по своему назначению (не ухудшающих свойства

бурового раствора).

1. Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования либо на утилизацию.

Таблица 8.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м <sup>3</sup> раствора кг/м <sup>3</sup>	Количество, т
					плотность, г/см <sup>3</sup>	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Бикарбонат натрия (NaHCO <sub>3</sub> )	2160	2	99,5	1	1,0	0,12
2	Кондуктор	1	1	Бикарбонат натрия (NaHCO <sub>3</sub> )	2160	2	99,5	1	1,0	0,10
3	Техническая колонна	1	1	Бикарбонат натрия (NaHCO <sub>3</sub> )	2160	2	99,5	1	1,0	0,10

Таблица 8.5 - Потребности компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки бурового раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м <sup>3</sup> раствора кг/м <sup>3</sup>	Количество, кг
			плотность, г/см <sup>3</sup>	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,45
2	Кондуктор	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,34
3	Техническая колонна	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,34
4	Эксплуатационная колонна	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,2

Таблица 8.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Наименование (тип) компонента бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. изготовление	Потребность компонентов бурового раствора на интервале, т.				Суммарная, тн.
		0-50м	50-400м	400-1200м	1200-2500м	
1	2	3	4	5		6
Вода	местная	54,75	67,97	129,66	298,3	550,68
NaOH	СТ РК 1261-04	0,06	0,19	0,27	0,525	1,045
Na2CO3	ГОСТ 2263-79	0,06	0,1	0,14	0,5	0,8
KCl	Ст. АНИ		7,64	11,47	18,13	37,24
GW K	Ст. АНИ		0,48	0,287	1,02	1,787
GW PAC LV	Ст. АНИ		0,57	1,434	2,3	4,304
BARACOR-95	Ст. АНИ		0,28	0,717	1,5	2,497
GW Super-4	Ст. АНИ		1,91	2,869	3,2	7,979
GW XY-27	Ст. АНИ		0,191	0,430	1,03	1,651
DLF-50	Ст. АНИ		0,95	0,861	1,73	3,541
GW XC	Ст. АНИ		0,095	0,574	0,85	1,519
GW PAN	Ст. АНИ		0,38	0,143	0,76	1,283
HY-203	Ст. АНИ		4,77	7,172	9,98	21,922
Ca CO3(утяжелитель)	Ст. АНИ		14,8	13,335	12,8	40,935
Бентонит	Ст. АНИ	3,37	-	-	-	3,37

Примечание: допускается применение химических реагентов, производимых по другим стандартам отечественных и зарубежных производителей.

**Таблица 8.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов**

№№ п/п	Название оборудования	Типоразмер, шифр или характеристика	Количество, шт	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на изготовление	Интервал применения по вертикали, м	
					от (верх)	до (низ)
1	Вибросито	ZSW-3	2	Импортовое	0	2500
2	Пескоотделитель	LSC250x2/1.5x0.6	2	Импортовое	0	2500
3	Центрифуга	LW 355 x 860-N	1	Импортовое	0	2500
4	Илоотделитель	LCN100x10/1.5x0.6	1	Импортовое	0	2500
5	Дегазатор	ZCQ ¼	1	Импортовое	50	2500
6	Гидроперемешатель	L-NJ11	7	Импортовое	0	2500
7	Емкости для раствора.		4	Импортовое	0	2500
8	Блок приготовления раствора		1	Импортовое	0	2500

**Примечание:**

1. Под все интервалы ствола очистка бурового раствора будет оптимизироваться с имеющимся оборудованием. Это может означать введение в работу вибросит и центрифуг, начиная с верхнего интервала ствола при необходимости.
2. Возможно использование другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.

## 9. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 9.1 - Способы, режимы бурения, расширение (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК (см. табл. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (верх)	до (низ)				Осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	50	Бурение	Роторный	1	3-10	60-70	30-35	10-15
50	400	Бурение	Роторный	2	8-10	80-100	50-55	8,0
50	400	Проработка	Роторный	2	до 3	80-90	50-55	35-40
390	400	Разбуривание обратного клапана и башмака	Роторный	3	до 3	50-60	20,0	10
400	1200	Бурение	Роторный	4	4-10	90-110	30-35	6-10
400	1200	Проработка	Роторный	4	до 3	80-90	30-35	25-30
1190	1200	Разбуривание обратного клапана и башмака	Роторный	3	до 3	50-60	20,0	10
1200	2500	Бурение	Роторный	4	5-10	90-110	30-35	6-10
1200	2500	Проработка	Роторный	4	до 3	80-90	30-35	25-30
1300	2220	Отбор керна (по интервально)	Роторный	5	5-6	50-60	14-18	3-2

**Примечание:**

1. Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с заказчиком.
2. Разбуривание цементного стакана, обратного клапана и башмака обсадных колонн осуществлять с применением КНБК следующего интервала.

Таблица 9.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Э Л Е М Е Н Т Ы КНБК (до бурильных труб)										
	№ по порядку	ипоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	расстояние от забоя до места установки	техническая характеристика					суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	примечание
				наружный диаметр, мм	диаметр проходного сечения, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителя, град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения от 0 до 50м											
1	1	Долото Ø 490 мм	0,0	490	-	0,5	320		48,05	10,911	Разрушение
	2	СУБТ-203,2мм	0,5	203,2	76,2	18,3	4084,56				Нагрузка
	3	КЛС -490 мм	18,8	490	76,2	1,8	380				ОЦЭ
	4	СУБТ-203,2мм	20,6	203,2	76,2	27,45	6126,84				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 50 до 400м											
2	1	Долото Ø 393,7мм	0,0	393,7	-	0,5	170		159,5	18,11	Разрушение
	2	СУБТ Ø 203,2мм	9,65	203,2	76,2	9,15	2042,28				Нагрузка
	3	КЛС Ø 393,7мм	10,75	393,7	76,2	1,1	330				ОЦЭ
	4	СУБТ Ø 203,2мм	29,05	203,2	76,2	18,3	4084,56				Нагрузка
	5	КЛС Ø 393,7мм	30,15	393,7	76,2	1,1	330				ОЦЭ
	6	СУБТ Ø 203,2мм	48,45	203,2	76,2	18,3	4084,56				Нагрузка
	7	СУБТ Ø 178 мм	66,75	178	57	18,3	3186,03				Нагрузка
	8	ЯСС Ø 178	71,35	178	76,2	4,6	700				Ликвидация прихватов
	9	СУБТ Ø 178 мм	89,65	178	57	18,3	3186,03				Нагрузка

Продолжение таблицы 9.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения и проработки от 400 до 1200м											
3	1	Долото Ø 295,3мм	0,0	295,3	-	0,5	75	159,5	18,11		Разрушение
	2	СУБТ Ø 203,2мм	9,65	203,2	76,2	9,15	2042,28				ОЦЭ
	3	КЛС Ø 295,3мм	10,75	295,3	76,2	1,1	330				Нагрузка
	4	СУБТ Ø 203,2мм	29,05	203,2	76,2	18,3	4084,56				ОЦЭ
	5	КЛС Ø 295,3мм	30,15	295,3	76,2	1,1	330				Нагрузка
	6	СУБТ Ø 203,2мм	48,45	203,2	76,2	18,3	4084,56				Ликвидацияприхватов
	7	СУБТ Ø 178 мм	66,75	178	57	18,3	3186,03				Нагрузка
	8	ЯСС Ø 178	71,35	178	76,2	4,6	700				Нагрузка
	9	СУБТ Ø 178 мм	89,65	178	57	18,3	3186,03				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 1200 до 2500м											
4	1	Долото Ø 215,9мм	0,0	215,9	-	0,35	37	109,3	16,01		Разрушение
	2	Переводник с обратным клапаном	0,85	165,1	71,45	0,5	75				Для снижения вибрации
	3	СУБТ Ø 165,1мм	10	165,1	71,45	9,15	1347,79				Нагрузка
	4	КЛС Ø 215,9мм	11,1	215,9	71,45	1,1	200				ОЦЭ
	5	СУБТ Ø 165,1мм	29,4	165,1	71,45	18,3	2695,59				Нагрузка
	6	КЛС Ø 215,9мм	30,5	215,9	71,45	1,1	200				ОЦЭ
	7	СУБТ Ø 165,1мм	67,1	165,1	71,45	36,6	5391,18				Нагрузка
	8	ЯСС Ø 165	72,7	165,1	71,45	5,6	680				Ликвидация прихватов
	9	СУБТ Ø 165,1мм	109,3	165,1	71,45	36,6	5391,18				Нагрузка
Интервалы отбора керна от 1300 до 2220м (по интервально)											
5	1	Бур. головка 215,9/101,6	0,0	215,9	-	0,37	36	101,29	13,62		Разрушение
	2	Керноотборочный снаряд (СК-171,5/101,6)	18,64	171,5	143	18,27	1970,3				Прием керна
	3	СУБТ-165,1мм	55,24	165,1	71,4	36,6	5391,18				Нагрузка
	4	ЯСС Ø 165	64,69	165,1	71,45	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
	5	СУБТ-165,1мм	101,29	165,1	71,45	36,6	5391,18				Нагрузка

**Примечание:**

1. Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и изменение элементов КНБК на аналогичные, имеющиеся в наличии или по желанию Заказчика.
2. КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком.
3. Также может быть изменен способ бурения в зависимости от горно-геологических условий бурения – роторный или ВЗД.

4. \* Допускается использование долот других фирм-производителей

Таблица 9.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширение, проработка)	Интервал работы по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервале, шт (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	Источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
Ш 490,0 М-ЦВ*	Бурение/ Проработка	0	50	350	Временные нормы	1
Ш 393,7 код по IADC (415, 435) *	Бурение	50	400	240		1
Ш 393,7 код по IADC (415, 435) *	Проработка	50	400	800		1
Стабилизатор 393,7мм	Бурение, проработка	0	400	1500		0,46
СУБТ-228,8мм		-	-	-		1 комплект
СУБТ-203,2мм		-	-	-		1 комплект
Ш 295,3(код по IADC 417,537) *	Бурение	400	1200	370		3
Ш 295,3(код по IADC 417,537) *	Проработка	400	1200	1300		1
Стабилизатор 295,3мм	Бурение, проработка	400	1200	1350		1
СУБТ-203,2мм		-	-	-		1 комплект
Ш 215,9 (код по IADC 211,214) *	Бурение	1200	2500	300		4
Ш 215,9 (код по IADC 211,214) *	Проработка	1200	2500	1700		1
Стабилизатор-215,9	Бурение и проработка	1200	2500	1700		1
СУБТ-165,1мм		-	-	-		1 комплект
Буровой головка 215,9/101,6	Отбор керна (по интервально)	1300	2220	70		1

Примечание: допускается использование долот других фирм-производителей.

Таблица 9.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ, и т. п. на изготовление	Суммарная величина			
			количество элементов КНБК, шт (м)			Масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения, расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление	III 490,0 М-ЦВ*			0,09	1шт	320
	СУБТ-203,2мм	Стан. API RP 7G	-	45,75	2к-т	10211,4
	Переводник 203,2мм	Стан. API RP 7G	-	-	1-шт	131,3
Кондуктор	III 393,7мм (код по IADC 415,435)	Импортные	0,38	0,86	1шт	240
	СУБТ-203,2мм	Стан. API RP 7G	-	45,75	2к-т	10211,4
	СУБТ-178мм	Стан. API RP 7G		36,6	1к-т	6372,1
	Переводник 203,2мм	Стан. API RP 7G	-	-	1-шт	131,3
Техническая	III 295,3мм (код по IADC 417,537)	Импортные	0,9	3,1	4 шт	375
	СУБТ-203,2мм	Стан. API RP 7G	-	45,75	1к-т	10211,4
	СУБТ-178мм	Стан. API RP 7G		36,6	1к-т	6372,1
	Гидромеханический ясс	Импортные	-	9,75	1шт	2132,9
	Переводник 203,2мм	Стан. API RP 7G	-	-	1шт	131,3
Эксплуатационная	III 215,9 (код по IADC 211,214)	Импортные	0,9	5,0	6 шт	185,0
	СУБТ-165,1мм	Стан. API RP 7G	-	101,65	1к-т	14825,74
	Гидромеханический ясс	Импортные	-	9,45	1шт	839,2
	Переводник 165,1мм	Стан. API RP 7G	-	-	1шт	131,3
	Буровой головка 215,9/101,6	Импортные	-	0,83	1шт	36,0
	Керноотборочный снаряд(СК-171,5/101,6)	Импортные			18,27	1к-т

**Примечание:** \* Допускается использование долот других фирм-производителей

Таблица 9.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения, тип резьбы, (тип размера замка)	Длина труб, шт.	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ	127,0	9,19	G-105	NC-50	2500	есть
ТБТ (HWDP) серия «Н» 5	127,0	25,4	G-105	NC 50 (4-1/2" IF)	55,8	есть

Таблица 9.6 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на:	
	от (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	50	400	400	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2"IF)	240,5	7,84	18,75	>1,45	>1,5
Бурение, проработка	400	1200	1200	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2"IF)	1040,5	33,94	52,05	>1,45	>1,5
Бурение, проработка	1200	2500	2500	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2"IF)	2390,7	77,98	96,09	>1,45	>1,5
Отбор керн(по интер.)	1300	2220	2220	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2"IF)	2118,7	69,11	85,12	>1,45	>1,5

Таблица 9.7 Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип соединения	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент, кН х м		
					минимальный	оптимальный	максимальный
Бурильные трубы:							
127,0	12,7	G-105	NC 50	168,28		39,3	
СУБТИ (спиральные утяжеленные бурильные трубы импортные):							
228,6	76,2	CAE 4145H	NC 61 (65/8"REG)			108,8	
203,2	65,88	CAE 4145H	NC 61 (65/8"REG)			72	
165,1	46,83	CAE 4145H	NC 50 (4-1/2" IF)			39,6	

Таблица 9.8 - Оснастка талевого системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М×К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	2500	Бурение, спуск обсадной колонны	3	4

**Таблица 9.9 - Режим работы буровых насосов**

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	Производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	50	Бурение, проработка	F-1600	1	0,57	170	207	0,9	120	41,5	41,5
50	400	Бурение, проработка		1	0,71	160	234	0,9	100	30,6	30,6
400	1200	Бурение, проработка		1	0,73	160	234	0,9	115	28,0	28,0
1200	2500	Бурение, проработка		1	0,33	160	234	0,9	115	28,0	28,0
1300	2500	Отбор керна (по интервально)		1	0,36	160	234	0,9	60	18,0	18,0

Таблица 9.10 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стоянке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (мПа) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	50	Бурение/ проработка	84,1	48,0	-	32,0	1,9	2,2
50	400	Бурение/ проработка	95,7	53,4	-	34,4	6,0	1,9
400	1200	Бурение/ проработка	146,7	102	-	31,0	12,8	0,9
1200	2500	Бурение/ проработка			-			
1300	2220	Отбор керна (по интервально)	52,7	26,6	12	18,5	11,6	0,5

Таблица 9.11 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. таблицу 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/сек	Удельный расход л/с. см <sup>2</sup>	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, квт
от (верх)	до (низ)						количество	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	50	Бурение/ проработка	0,44	0,06	Периферийная	-	3	14,3	84,2	115,0
50	400	Бурение/ проработка	0,42	0,06	Периферийная	-	3	12,7	78,9	112,3
400	1200	Бурение/ проработка	1,12	0,073	Периферийная	-	3	9,5	20,6	64,3
1200	2500	Бурение/ проработка	1,12	0,073	Периферийная	-	3	9,5	20,6	64,3
1300	2500	Отбор керна (по интервально)	0,77	0,045	Периферийная	-	8	7,9	45,5	36,0

## 10. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

### 10.1 Обсадные колонны

Таблица 10.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см <sup>3</sup>	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,10-1,12	-
2	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,12-1,14	-
3	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,14-1,16	-
4	1	нет	да	нет	вода	1,00	-

Таблица 10.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.гр.1)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	1	0	50	0	0,28	3	2,01
2	Кондуктор	1	50	400	0	2,31	4,87	9
3	Техническая	1	400	1200	0	6,92	1,85	10
4	Эксплуатационная	1	1200	2500	0	14,42	-2,77	12

Таблица 10.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб						Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см.табл.5.3.гр.11 и16.2.гр.4)	марка (группа прочности труб)	толщина стенки, мм	масса, кг/м	
1	2	3	4	5	6	7
426	отечественное	ОТТМ	Д	10	106,45	Да
323,9	отечественное	ОТТМ	Д	9,5	75,94	Да
244,5	отечественное	ОТТМ	Д	8,94	53,69	Да
177,8	отечественное	ОТТМ	Д	8,05	34,53	Да

Примечания: допускается использование обсадных труб других типов, по качествам и прочностным характеристикам не уступающие предложенных труб.

Таблица 10.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл .5.2.гр.1 )	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны(снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа прочности материала труб)	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	50	50			426	ОТТМ	Д	10	>1,1	>1,2	>1,6
2	1	1	0	400	400			323,9	ОТТМ	Д	9,5	2,24	7,89	10,8
3	1	1	0	1200	1200			244,5	ОТТМ	Д	8,94	14,0	11,3	7,08
4	1	1	0	2500	2500			177,8	ОТТМ	Д	8,05	9,07	-4,86	8,28

Таблица 10.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
Код типа соединения	Условное обозначение трубы по ГОСТ условное обозначение муфты по ГОСТ	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
ОТТМ	426 x 10/ Н-451– Д ГОСТ 632-80	5,32	5,58	8,38
ОТТМ	323,9 x 9,5/ Н-351– Д ГОСТ 632-80	30,37	31,89	33,49
ОТТМ	244,5 x 8,9/ Н-269,9-Д ГОСТ 632-80	64,42	67,65	71,03
ОТТМ	177,8 x 8,9/ Н-194,5-Д ГОСТ 632-80	86,32	90,64	95,17

Таблица 10.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Наименование					Суммарныена колонну		
			наименование, шифр,типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м(по стволу)		количество элементов на интервале	кол-во шт.	масса ,кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	Направляющий башмак БKM-426	ОСТ 39-011-87	145	-	50	1	1	145
			ЦЦ-426/490-508 (ЦЦ-2-426/490)	ТУ39-01-08-283-77	26	20 0	50 20	1 1	2	52
			Цементировочная пробкаПЦ-Н-426	ТУ 3666-001-00141887-93	65	-	-	1	1	65
2	Кондуктор		Направляющий башмак БKM-324	ОСТ 39-011-87	85	-	400	1	1	85
			Муфта обратным клапаном 324мм тип ЦКОД-324	ТУ 39-1443-89	72	-	390	1	1	72
			Центраторы Тип ЦЦ-324/394	ТУ39-01-08-283-77	18,5	10	380	1	18	333
			Цементировочная пробкаПВ- 324	ТУ 3666-001-00141887-93	31 32	- -	- -	1 1	1 1	31 32
3	Техническая колонна		Направляющий башмак БKM-245	ОСТ 39-011-87	53	-	1200	1	1	53
			Муфта обратным клапаном245мм тип ЦКОД.1-245	ТУ 39-1443-89	52	-	1190	1	1	52
			Центраторы Тип ЦЦ-245/295-320-1	ТУ39-01-08-283-77	15	500 0	1200 500	35 17	52	780
			Цементировочная пробкатип ПРП-Ц-219x245	ТУ 3666-001-00141887-93	13 10	- -	- -	1 1	1 1	13 10

Продолжение таблицы 10.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Эксплуатационная колонна	1	177,8мм направляющий башмак БКМ-178	ОСТ 39-011-87	32	-	-	1	1	32
			Муфта обратным клапаном 177,8мм тип ЦКОД.1-178	ТУ 39-1443-89	30	-	-	1	1	30
			Центраторы Тип ЦЦ-178/216-245-1	ТУ 39-01-08-283-77	10,3	1050 0	2500 1050	48 30	78	803
			Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-146x178	ТУ 3666-001-00141887-93	5 5	- -	- -	1 1	1 1	5 5

**Примечание:** Количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических работ. Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов API.

Таблица 10.7 - Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке	название колонны	номер части колонны в порядке		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Направление	1	Элеватор	Фирмы поставщиков	Импортные	0	50	0,4-0,5	50	Контроль за уровнем	50	1 цикла	35-40
2	Кондуктор	1	Спайдер+ элеватор		Импортные	0	400	0,4-0,5	400		200 400	1 цикла 1 цикла	25-30 25-30
3	Техническая колонна	1	Спайдер+ элеватор		То же	0	1200	0,3-0,4	1200		900	1 цикла	20-28
4	Эксплуатационная	1	Спайдер+ элеватор		То же	0	2500	0,3÷0,5	2500		1600	1 цикла	20-28
				2500							1 цикла	20-28	

**Таблица 10.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны**

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см <sup>3</sup>		Давления на устье скважины при опрессовке, МПа			Глубина установки пакера, м	Давления на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопроходной секций в раздельно спускаемой части (снизу - верх)	Давление опрессовки и труб равнопроходной секций на поверхности, МПа
				спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Направление	1	-	1110	1120	5		-	-	-	1	**
2	Кондуктор	1	-	1120	1140	9	1,5	-	-	-	1	**
3	Техническая колонна	1	-	1180	1200	11	2,2	-	-	-	1	**
4	Эксплуатационная	1	-	1003	-	13	-	-	-	-	1	**

**Примечание:**

- Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. Межколонное пространство считается герметичным, если в течение 30 (тридцати) минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см<sup>2</sup> (0,5 МПа).
- \*\* Импортные обсадные трубы по гарантии "Поставщика" на поверхности не опрессовывается.

## 10.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 10.2.1 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл.5.2, гр.2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования				
			номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	интервал установки (по стволу), м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования (по стволу), м	
				от (верх)	До (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	Прямой	1	0	50	0	1	10	Буферный	-	-
									Тампонаж	0	50
									Продавочный	0	40
2	Кондуктор	Прямой	1	0	400	0	1	10	Буферный	-	-
									Тампонаж-1	0	200
									Тампонаж-2	200	400
									Продавочный	0	390
3	Техническая колонна	Прямой	1	0	1200	0	1	10	Буферный	-	-
									Тампонаж-1	0	500
									Тампонаж-2	500	1200
									Продавочный	0	1190
4	Эксплуатационная колонна	Прямой	1	0	2500	0	1	20	Буферный	-	-
									Тампонаж-1	0	1100
									Тампонаж-2	1100	2500
									Продавочный	0	2480

**Примечание:** По усмотрению заказчика, марки цемента могут быть заменены на аналоги, улучшающие качество цементирования.

Таблица 10.2.2 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название Колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				Тип или название	объем порции, м <sup>3</sup>	плотность, г/см <sup>3</sup>	пластическая вязкость, мПа*с	динамическое напряжение сдвига, Па	Время начала схватывания, мин.	время ОЗЦ, ч
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Тампонажная	4,3	1,89	50	13	180	16
				Продавочная	3,0	1,12	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная	6,0	1,00	-	-	-	-
				Тампонаж-1	18	1,60	46	9,4	250	24
				Тампонаж-2	18	1,85	50	13	180	24
				Продавочная	29,8	1,14	-	-	-	-
3	Техническая колонна	1	1	Буферная	5,0	1,05	-	-	-	-
				Тампонаж-1	20	1,65	46	9,4	250	36
				Тампонаж-2	21	1,89	50	13	180	36
				Продавочная	49,2	1,18	-	-	-	-
4	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная	9	1,05	-	-	-	-
				Тампонаж-1	15	1,60	46	9,4	250	48
				Тампонаж-2	23	1,85	50	13	180	48
				Продавочная	48	1,20	-	-	-	-

**Примечание:** Параметры тампонажных растворов уточняются по результатам бурения и геофизических исследований.

Таблица 10.2.3 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска(см. табл.5.2, гр.8)	Номер ступени и (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность,г/см <sup>3</sup>	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонентаг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Направление	1	1	Тампонажная	ПЦТ I-G	3,15	-	-	197
					Вода	1,00	-	-	187,5
				Продавочная	Буровой раствор	1,12	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	276
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	0,601
				Тампонаж-1	ПЦТ-III-Об-5-50	2,80	-	-	276,4
					Вода	1,00	-	-	160,6
					Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10			0,71
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			0,83
				Тампонаж-2	ПЦТ I-G-СС-1	3,15			362,4
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			0,83
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25			0,83
					Замедлитель схватывания(НТФ)***	2,15			0,32
					Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10			0,77
					Вода	1,00			181
				Продавочная	Буровой раствор	1,18	-	-	-
				Буферная**	Вода	1,00	-	-	276
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	0,601
				Тампонаж-1	ПЦТ-III-Об-5-50	2,80	-	-	276,4
					Вода	1,00	-	-	160,6
					Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10			0,71
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			0,83
				Тампонаж-2	ПЦТ I-G-СС-1	3,15			362,4
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			0,83
Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25				0,83				
Замедлитель схватывания(НТФ)***	2,15				0,32				
Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10				0,77				
Вода	1,00				181				
3	Техническая колонна	1	1	Продавочная	Буровой раствор	1,18	-	-	-

Продолжения таблицы 10.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	425
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	3,03
				Тампонаж-1	ПЦТ I-G	3,15	-	-	515,7
					Бентонит	2,40	-	-	93,9
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25	-	-	1,63
					Пенегаситель (Полицем ДФ)***	2,10	-	-	1,45
					Вода	1,00			233
				Продавочная	Буровой раствор	1,15	-	-	-
				Буферная**	Вода	1,00	-	-	425
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	3,03
				Тампонаж-2	ПЦТ I-G	3,15	-	-	702
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34	-	-	1,21
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25	-	-	1,21
					Замедлитель схватывания (НТФ)***	2,15	-	-	0,47
					Пенегаситель (Полицем ДФ)***	2,10	-	-	1,13
					Вода	1,00			305,3
				Продавочная	Буровой раствор	1,20	-	-	-

**Примечание:**

Количество реагентов и рецептура тампонажной смеси уточняется по результатам лабораторного анализа.

- Допускается использование других химических реагентов и добавок при условии обеспечения ими требований

\*\* - Допускается использование других добавок, обеспечивающих смыв неуплотненной глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных труб, а также разделение бурового и тампонажного растворов.

Таблица 10.2.4 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)

Номер колонны в порядке спуска	Номер части	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном	Режим работы агрегатов (буровых) насосов					Время выполнения технологической операции, мин			
								Диаметр цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (бурового насосов), л/с	Давление, МПа		Объем порции на данном режиме	В данном режиме	Нарастающее от начала затворения до момента «стоп»	
											Допустимое для агрегатов(буровых насосов)	На устье скважины в конце операции				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	1	1	Затворения	Тампонажная	GJC50-30	Заполнение	1	127	1-2				4,3	3,9	3,9	
			Закачка	Тампонажная	GJC50-30		1	127	1-2	18,0				4,3	3,9	3,9
			Сброс пробки												5	8,9
			Продавка	Продавочная	GJC50-30		1	127	1-4	36,6		3	2,4	4,5	13,4	
					GJC50-30		1	127	1	6,27		6	0,6	1,4	14,8	
2	1	1	Закачка	Буферная	GJC50-30	Закачка	1	127	1-4	36,6		-	6,0	2,27	2,27	
			Затворения	Тампонаж-1	GJC50-30	Затворение	1	127	1-4	-		-	29,0	7,5	9,8	
			Закачка	Тампонаж-1	GJC50-30	Заполнение	1	127	1-4	36,6			29,0	7,5	17,3	
			Затворения	Тампонаж-2	GJC50-30	Заполнение	1	127	1-4	-			22,1	7,1	24,4	
			Закачка	Тампонаж-2	GJC50-30	Затворения	1	127	1-4	36,6			22,1	7,1	31,5	
			Сброс пробки										5	36,5		

			Продавка	Продавочная	GJC50-30	Продавка	1	127	1-4	36,6		11	47,7	13,7	50,2
					GJC50-30	«Стоп»	1	127	1	6,27		18	2,0	2,6	52,8
3	1	1	Закачка	Буферная	GJC50-30	Закачка	1	127	1-4	36,6	5,0	4,2	5,0	2,27	2,27
			Затворения	Тампонаж-1	GJC50-30	Затворение	1	127	1-4	-	7,6	-	24,6	8,5	10,8
			Закачка	Тампонаж-1	GJC50-30	Заполнение	1	127	1-4	36,6			24,6	8,5	19,3
			Затворения	Тампонаж-2	GJC50-30	Заполнение	1	127	1-4	-			37,0	12,6	31,9
			Закачка	Тампонаж-2	GJC50-30	Затворения	1	127	1-4	36,6			37,0	12,6	44,5
			Сброс пробки							-		5	49,5		
			Продавка	Продавочная	GJC50-30	Продавка	1	127	1-4	36,6		62	48,1	16,3	65,8
					GJC50-30	«Стоп»	1	127	1	6,27		77	1,0	1,33	67,1
4	1	1	Закачка	Буферная	GJC50-30	Закачка	1	127	1-4	36,6	5,0	4,2	5,0	2,27	2,27
			Затворения	Тампонаж-1	GJC50-30	Затворение	1	127	1-4	-	7,6	-	24,6	8,5	10,8
			Закачка	Тампонаж-1	GJC50-30	Заполнение	1	127	1-4	36,6			24,6	8,5	19,3
			Затворения	Тампонаж-2	GJC50-30	Заполнение	1	127	1-4	-			37,0	12,6	31,9
			Закачка	Тампонаж-2	GJC50-30	Затворения	1	127	1-4	36,6			37,0	12,6	44,5
			Сброс пробки							-		5	49,5		
			Продавка	Продавочная	GJC50-30	Продавка	1	127	1-4	36,6		62	48,1	16,3	65,8
					GJC50-30	«Стоп»	1	127	1	6,27		77	1,0	1,33	67,1

**Примечание:** В процессе цементирования осуществляется контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотностьцементного раствора, производительность цементировочного агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции.

Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм - производителей (Halliburton, Schlumberger Dowell), обеспечивающиетребуемые режимы цементирования.

Таблица 10.2.5 - Потребность в материалах и цементиловочном оборудовании

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал цементирования		Номер схемы обвязки цементиловочной техники	Потребное количество										
			от, (верх)	до, (низ)		Основные ЦА								Дополнительные ЦА		
						Тип	Всего	В том числе на:					Тип	сего	Резерв	
								Затворение	Сброспробки	Закачка	Продавка	Амбар				Резерв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	1	0	50	1	GJC50-30	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-
2	1	1	0	400	1	GJC50-30	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-
3	1	1	0	1200	1	GJC50-30	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-
4	1	1	0	2500	1	GJC50-30	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-

Таблица 10.2.6 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементиловочной техники

№ по порядку	Название или шифр	Потребное количество, кг						Суммарное на скважину
		Номера колонн (см. таблицу 5.2., графа 1)						
		1	2	3	4	5	6	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	HT-400	1	1	1				3 вызовов
2	RCMIIe	1	1	1				3 вызовов

Примечание: по усмотрению Заказчика тип цементиловочной техники может быть заменён.

Таблица 10.2.7 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядкепуска	Номер частиколонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество													
					Смесительные машины					Цементовозы				Автоцистерны				
			От (верх)	До (низ)	Тип	Всего	В том числе			Тип	Всего	В том числе		Тип	Всего	В том числе		
							Тампоаж-1	Тампоаж-2	Тампоаж-3			Тампоаж	Тампоаж-2			Буферная	Затворение	Продавочная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	1	1	0	50	GJC50-30	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	1	1	0	400	GJC50-30	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	1	1	0	1200	GJC50-30	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	1	1	0	2500	GJC50-30	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 10.2.8 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

Номер по порядку			Номера колонн (см. таблицу 5.2., графа 1), т				Суммарное на скважину
			1	2	3	4	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПЦТ-III-06-5-50	ГОСТ 1581-96		0,276	-		8,11
2	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	0,197	0,3624	1,2177		112,73
3	Вода	Местная	0,1875	0,6176	1,3883		139,15
4	Буферный порошок МБП-М	ТУ 2148-215-00147001-2000		0,0061	0,0063		0,78
5	Понизитель водоотдачи (ГидроцемС)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,0016	0,011		0,79
6	Понизитель вязкости(ЦемпластМФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,0083	0,011		1,22
7	Замедлитель схватование(НТФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,0032	0,0047		0,5
8	Пеногаситель(Полицем ДФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,0014	0,0089		0,65

### 10.3 - Оборудование устья скважины

Таблица 10.3.1 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования ПВО	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, мПа	Масса, т	
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление		5		(аналог ОП43-425/80x35)	ГОСТ 13862-2003	1	35,0	19,2	19,2
					(ПУГ FH - 2Н425x35)		2		18,2	18,2
					(превентор плащечный сдвоенный 2FZ-425x35)		1			
2	Кондуктор		9		(аналог ОП43-350/80x35)	ГОСТ 13862-2003	1	35,0	15,5	15,5
					(ПУГ FH - 2Н350x35)		2		17	17
					(превентор плащечный сдвоенный 2FZ-350x35)		1			
3	Техническая колонна		11		(аналог ОП43-280/80x35)	ГОСТ 13862-2003	1	35,0	15,5	15,5
					(ПУГ FH - 2Н280x35)		2		17	17
					(превентор плащечный сдвоенный 2FZ-280x35)		1			
4	Эксплуатацио нная колонна		13		ОКК3-35-178-245x324x426 ХЛ	ГОСТ 30196-2001	1	35,0	1,3	1,3
					АФК1-65/65x35	ГОСТ 13846-2003	1		-	-

## 11. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

### 11.1 - Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 11.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект		Вид операции (опробование, испытание, испытание с геофизическими исследованиями)	Затраты времени на испытание							Суммарное время по всем объектам, ч (сут.)		
испытания			для буровой организации				для геофизической организации					
№	глубина нижней границы, м		нормативное время, ч			всего на объект, ч (сут.)	нормативное время, ч			всего на объект, ч (сут.)	для буровой организации	для геофизи- ческой организа- ции
			прора- ботка по нор- мам ЕНВ	промывка по табл. 5 СНВ	испытание (опробован- ие) По табл. 1 СНВ		ожидание притока по т.21 СНВ на ПГИ	испытание (опробование) по т.2, 21 СНВ на ПГИ	всего на объект, ч (сут.)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
В открытом стволе предусматривается испытание объектов в случае выявления прямых и косвенных признаков нефтегазоносности по керну или ГИС.												

Таблица 11.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

№ объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб, шт.	Режим работы		Режим испытания			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пластов	количество, шт.		шифр пакера	тип пробоотборника		пакера		объекта					диаметр, мм	длина по стволу, м
			испытателей пластов	пакеров				осевая нагрузка, т	перепады давления, кгс/см <sup>2</sup>	депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см <sup>2</sup>	количество циклов исследования, шт.	время ожидания прихода, ч				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
В открытом стволе предусматривается испытание объектов в случае выявления прямых и косвенных признаков нефтегазоносности по керну или ГИС.																

Таблица 11.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номера объекта	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле не предусматривается.							

## 11.2 - Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

Таблица 11.2.1 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифто- вой ко- лонне (снизу- вверх)	Интервал		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса		
		установки		номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочност и) стали	тол- щина стенки, мм	теоретич еская масса 1 п.м, кг/м		теорети ческая	плюсового допуска к=1,036	на рас- тяже- ние	прочности	
		секции, м											на избыточное давление	
		от (верх)	до (низ)										наруж- ное	внутре- нее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	0	2500*	73,0	BTC	E	5,5	9,45	2500	23,62	24,80	1,3	>1.0	>1.15

Примечание: По усмотрению заказчика, колонны насосное – компрессорных труб (НКТ) могут быть заменены на НКТ более прочными характеристиками.

Таблица 11.2.2 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкостей									
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м <sup>3</sup>	плотность, г/см <sup>3</sup>	пластичес кая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, Па	составляющие компоненты				
								название	плотность, г/см <sup>3</sup>	влаж ность, %	удельный расход на 1 м <sup>3</sup> раствора, кг/м <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	
Установка цементных мостов согласно программе ГИС												

Таблица 11.2.3 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт	Продолжительность работы, час
1	2	4	5
Установка цементных мостов согласно данным ГИС			

Таблица 11.2.4 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. На изготовление	Единицы измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
Установка цементных мостов, согласно данным, ГИС				

Таблица 11.2.5 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне (в одной скважине)

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Продолжительность, сутки	
		Процесса, операции	Суммарная по объекту
1	2	4	5
	Строительно-монтажные работы	3,0	3,0
	Подготовительные работы перед испытанием объекта	7	7
1	Шаблонирование эксплуатационной колонны	0,6	90,0
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	0,2	
	Перфорация обсадной колонны	0,2	
	Вызов притока:	0,8	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду	0,2	
	Испытание объекта	14,0	
2	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	0,2	90,0
	Перфорация обсадной колонны	0,2	
	Вызов притока:	0,8	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду	0,2	
3	Испытание объекта	88,6	90,0
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	0,2	
	Перфорация обсадной колонны	0,2	
	Вызов притока:	0,8	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду	0,2	
4	Испытание объекта	88,6	90,0
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	0,2	
	Перфорация обсадной колонны	0,2	
	Вызов притока:	0,8	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду	0,2	
	Консервация/ликвидация	15,0	35
	Демонтаж	7,0	
	Рекультивация	10,0	
Суммарно по скважине			402

**Примечание:** Испытание скважины производится по отдельному плану работ, утверждённому Техническим руководителем предприятия. Работы по испытанию (освоению) скважины, могут быть начаты после подписания акта о готовности скважины к выполнению этих работ.

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует.**2.6 Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
		тип	количество		
1	2	3	4	5	6
Опрессовка ФА на устье скважины.	"Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники"	ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка НКТ		ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320	1	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость		ЦА-320	4	4,0	16
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	ЦА-320	4	42	168
Перфорация	т. 3	ЦА-320	4	39,5	158
Вызов притока	т. 3	ЦА-320	4	27,5	110
Смена перфорационной жидкости на техническую воду	т. 3	ЦА-320	4	3,8	15,2
Снижение уровня	-	УКП-(80КС-250)	4	11	44
Установка цементных мостов	-	ЦА-320	4	5	20
Итого на работу:	-	-	-	-	435,7

Таблица 11.2.7 Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность, час	Расход углеводородной смеси, м <sup>3</sup>	Диаметр штуцера, мм
1	2	3	4
I	2160	90 000	7, 9, 11
II	2160	90 000	7, 9, 11
III	2160	220 500	7, 9, 11
IV	2160	220 500	7, 9, 11

Примечание: 1. Данные таблицы уточняются при испытании (освоении), исходя из фактических условий.

2. Продолжительность отработки УВС взята из табл. 11.2.5

### Расчет объема углеводородной смеси

1. Емкость для приема и хранения нефти, объем емкости, планируемое количество нефти, закачиваемой в емкость:

I объект - ожидаемый суточный дебит нефти (Q)-20,0 т/сут, продолжительность испытания объекта – 90 суток. Расчет  $20 \times 90=1800$  т.

II объект - ожидаемый суточный дебит нефти (Q)-20,0 т/сут, продолжительность испытания объекта – 90 суток. Расчет  $20 \times 90=1800$  т.

III объект - ожидаемый суточный дебит нефти (Q)-35,0 т/сут, продолжительность испытания объекта – 90 суток. Расчет  $35 \times 90=3150$  т.

IV объект - ожидаемый суточный дебит нефти (Q)-35,0 т/сут, продолжительность испытания объекта – 90 суток. Расчет  $35 \times 90=3150$  т

2. Планируемый объем сжигаемого газа:

I объект  $1800 \times 50 = 90\,000$  м<sup>3</sup>;

II объект  $1800 \times 50 = 90\,000$  м<sup>3</sup>;

III объект  $3150 \times 70 = 220\,500$  м<sup>3</sup>;

IV объект  $3150 \times 70 = 220\,500$  м<sup>3</sup>;

газовый фактор – 50; 70 м<sup>3</sup>/т (взята из табл. 4.5).

## 12. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 12.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ

Название обсадной колонны	Номер по порядку проведения дефек-	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, час	Тип контролируемых труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: СБТ, зона сварного шва, УБТ, переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы,	Продолжительность дефектоскопии, час
Направление	1	50	450	УБТ-228,6	2	Трубные и замковые резьбы	5,088	0,5
			1000	ТБТ-127,0	2			0,5
Кондуктор	2	400	450	УБТ-203,2	11	Трубные и замковые резьбы	5,088	1
			1000	ТБТ-127,0	8			1
Техническая колонна	3	1200	450	УБТ-178	18	Трубные и замковые резьбы	5,088	1,6
			1000	ТБТ-127,0	10			1,06
Эксплуатационная колонна	4	2500	450	УБТ-165,1	16	Трубные и замковые резьбы	5,088	1,36
			1000	ТБТ-127,0	22			1,95

**Таблица 12.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника**

Название обсадной колонны	Название Контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая при выполнении операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатами при опрессовке, МПа	Источник норм времени	Продолжительность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Направление	Направление совместно с ПВО	50	ЦА-320М*	1	5	ЕНВБ §109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	53		1	-	ЕНВБ §112	-
Кондуктор	Кондуктор совместно с ПВО	400	ЦА-320М*	1	9	ЕНВБ §109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	403		1	1,7	ЕНВБ §112	1,53
Техническая колонна	Кондуктор совместно с ПВО	1200	ЦА-320М*	1	11		1,35
	Цементное кольцо и горные породы	1204		1	2,2		1,53
Эксплуатационная колонна	Эксплуатационная и хвостовик с колонной головкой ОКК2-35-178×245×324	2500	ЦА-320М*	1	13	ЕНВБ §109	1,35
	Фонтанная арматура АФК1-65/65×35	2500		1	13	ЕНВИ §17	1,74

**Примечание:** По усмотрению заказчика, тип используемой техники могут быть заменены на аналогичное.

## **13. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ**

### **13.1 ВЫБОР ТИПА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ**

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- грузоподъемность
- монтаже способность
- экономичность эксплуатации
- уровень механизации рабочих процессов
- экологичность
- мобильность

Исходя из этого, для бурения проектной скважины глубиной 2500м, при максимальном весе буровой колонны 96,09 тн и обсадной колонны 95,17 тн, а также исходя из наличия буровых установок у Бурового подрядчика, выбраны буровые ZJ-40 с номинальной грузоподъемностью 225тн.

Буровое оборудование сконструировано на мобильных платформах (крупных блоках), модулями, (мелкими блоками) которые транспортируются со скважины на скважину без разборки оборудования на отдельные агрегаты платформы (крупные блоки), модули (мелкие блоки) с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования без разборки оборудования на отдельные агрегаты. Все это существенно повышает монтажные способности установки и значительно сокращает затраты времени и средств на монтаж, демонтаж оборудования и его транспортировку.

Буровая установка оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения. Система приготовления, циркуляции и приготовления бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора, и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы, что позволяет повторно использовать буровой раствор на других скважинах.

Монтаж и размещение бурового оборудования производится с использованием:  
Автокран г/п 40тн. Кисп -0,5

Автокран г/п 20 тн. Кисп -0,5 Автопогрузчик Caterpillar-950D Кисп -0,5

Вильчатый подъемник г/п 6-8 тн. Кисп -0,8 Сварочный агрегат САК (дизель)

### 13.2 Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

Таблица 13.2.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважины (скважин)

№ п/п	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм	Номер варианта подготовительных работ	Номер скважины по варианту подготовительных работ	Количество
1	2	3	4	5	6	7
1		Планировка площадки мех. способом под буровое оборудование, грунт II кат. при монтаже 3,5 га при демонтаже 3,5 га	м <sup>3</sup> . --	1 --	WPC-2	3500 3500
2		Устройство насыпи под земляное полотно дороги (подъездной путь) до утрамбовки- 1000 х 6х 1,2 м. После утрамбовки- 1000х6х0,8м	м <sup>3</sup>	1	WPC-2	7200 4800
3		Гравийно-песчаное покрытие-1000 х 6 х 0,2 м	м <sup>3</sup>	1,2	--	1200
4		Устройство насыпи под земляное полотно буровой площадки до утрамбовки – 100 х 100х 1,2 м После утрамбовки -100 х100 х0,8 м	м <sup>3</sup>	1,2	--	21600 14400
5		Гравийное покрытие-100 х 100 х 0,2м	м <sup>3</sup>	1,2	--	3600
6		Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30 м	м <sup>3</sup>	2		
7		Обваловка площадки ГСМ (15м х 2+35м х 2) х 1,25м с перемещением грунта до 10 м	м <sup>3</sup>	2		125
8		Противопожарное оборудование и брандспойт	к-т	1,2	--	
9		Низковольтная осветительная линия (кабель на стойках)	м	1,2	--	
10		Факельная линия 73 мм	м	1,2	--	
11		Планировка площадки по окончанию строительства скважины	м	1,2	--	

Таблица 13.2.2 - Перечень топографо- геодезических работ

№№п/п	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение пластово-высотного положения устья скважины, определения азимута)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
Положение №11			
1	Рекогносцировка участка работ	WPC-2	1
2	Заготовка вех и кольев		
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины		
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода		
5	Определение координат устья скважины методом технического нивелирования		
6	Определение азимута		
7	Ведение полевой документации		
8	Камеральная обработка материалов		
	Переезды на участке работ		

Примечание: Перечисленные в таблице 12.2 топографо - геодезических работы производятся «Заказчиком».

### 13.3 Объем строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин)

Таблица 13.3.1 - Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта	Номер расценки по ЕРЕР или разовая		Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства
	первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7
2			WPC-2	ZJ-40	ДВС	первичный

### 13.4 Сварочный агрегат САК (дизель)

**Таблица 13.4.1 - Сварочные работы при монтаже бурового оборудования**

№ № т. СЭСН- 49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер	Норма на единицу работ		Потребность навесь объем	
				эл. св.ап. маш/час	электроды кг	эл.св.ап. маш/час	элтроды, кг
32	Топливопровод линейный		0.3	6.5	3	1.95	0.9
32	Спускные линии	и	0.1	2.5	3	0.25	0.3
38	Задвижки	шт	19	1.43	0.1	27.17	1.9
	Монтаж:						
228	вышечно-лебедочного блока: К-0,1	к-кт		10.79	2.3	10.79	2.3
228	то же повторный	П		5.5	1.5		
250	циркуляционной системы К-0,1	П		2.85	0.2	2.85	0.2
244	шламового насоса	П		2.35	7.42	2.35	7.42
254	ПВО	П		21.28	0.2	21.28	0.2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	шт.	2	1.91	0.94	3.82	1.88
256	для запаса топлива	П	2	2.61	1	5.22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	к-т	1	9	2.6	9	2.6
257	топливопроводом	"-	1	7.21	3.96	7.21	3.96
257	воздухопроводом	"-	1	5.1	2.21	5.1	2.21
257	паропроводом	"-	1	2.11	2.57	2.11	2.57
252	Всасывающая линия бур. насоса	"-	2	6.82	19.2	13.64	38.4
252	Выкидная линия бур.насоса	"-	2	4.02	12	12.06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	шт.	20	1.41	0.18	28.2	3.6
251	Выкидная линия Ø = 406 мм (скважина-вибросито)	10м	1	4.23	2.14	4.23	2.14
41	Пожарные гидранты	шт	2	1.57	0.01	3.14	0.02
274	Контур заземления	конт.	3	6.64	4.5	19.92	13.5
	Всего первичный монтаж					180.29	122.1
	Всего повторный монтаж					176.77	119.9

Электроды УОНИ-13/45	Уд. выброс В.В., г/кг	монтаж	
		перв.	повт.
Сварочный аэрозоль	14	1691	1679
Марганец и его окислы	0.51	62	61
Соединения кремния	1.4	169	168
Фториды	1.4	169	168
Фтористый водород	1	121	120

Таблица 13.4.2 –Объемы работ по монтажу бурового оборудования, строительству привышечных сооружений и фундаментов ZJ-40

Номер по порядку	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта строительно мон-тажных работ	Количество	Способ и вид Транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
	Буровая установка «ZJ-40» Грузоподъемность: номинальная - 2250 кН привод буровой установки –2 дизельных двигателя «CAT C-18x2», номинальная мощность – 386*2 кВт.				
1	<b>Вышечный блок – в том числе:</b>	к-т	1	1	ТраILER и авто
1.1	Вышка корпусная «JJ250» высотой 39 м, грузоподъемность:номинальная 2250 кН.	к-т	--//--	1	--//--
1.2	Лебедка «JC1000-S», входная мощность - 735 кВт, привод - механический	к-т	--//--	1	--//--
1.3	Балкон верхового рабочего	к-т	--//--	1	--//--
1.4	Талевый блок «YG225», Номинальная грузоподъемность - 2250 кН.	к-т	--//--	-	--//--
1.5	Крюк «YG225» - 2250 кН.	к-т	--//--	1	--//--
1.6	Вертлюг «SL225», Номинальная грузоподъемность – 1668 кН.,максимальное давление – 35 МПа	к-т	--//--	1	--//--
1.7	Основание вышки «ZJ-40/2250 CZ», Номинальная грузоподъемность - 2500 кН.Высота от поверхности основания до пола буровой – 7 м	к-т	--//--	1	--//--
1.8	Ротор «ZP275» - Грузоподъемность - 4450 кН, п =300 об/мин	к-т	--//--	1	--//--
1.9	Кронблок «YG-225», Номинальная грузоподъемность – 2250 кН.	к-т	--//--	1	--//--
1.10	Талевый канат «6 х 19 SIWR-IPS», Максимальная рабочая нагрузка - 900-1000 кН	к-т	--//--	1	--//--
2.	<b>Силовой привод буровой установки</b>				
2.1.	Дизельный двигатель «CAT C-18», номинальная мощность – 810 кВт, максимальные рабочие обороты – 1300 об/мин	к-т	--//--	3	--//--
2.2.	Гидротрансформатор «YBLT900-45F», Номинальная передаваемая мощность - 840 кВт, максимальные рабочие обороты – 1300 об/мин	к-т	--//--	3	--//--
2.3.	Трансмиссия «ZJ-40», тип - 2 х 783 кВт, Номинальные рабочие обороты -600 об/мин	к-т	--//--	2	--//--

Продолжение таблицы 13.4.2

1	2	3	4	5	6
<b>3.</b>	<b>Система высокого давления</b>				
3.1	Буровой насос - F-1300, тип - Трехплунжерный	к-т	1	2	Трайлер и авто
3.1.2	Привод - Карданный. Мощность – 960 кВт	к-т	-- // --	1	-- // --
3.2.	Манифольд, тип - 4” x 35, Максимальное рабочее давление - 35 МПа	к-т	-- // --	1	-- // --
3.3.	Шланг высокого давления, тип - 4SP-102 x 350, максимальное рабочее давление – 35 МПа	к-т	-- // --	2	-- // --
<b>4</b>	<b>Система приготовления и очистки бурового раствора</b>				
4.1.	Оборудование для приготовления бурового раствора	к-т	-- // --	2	-- // --
4.1.1	Тип и модель насосов - Центробежный, 6 x 8	к-т	-- // --	2	-- // --
4.1.2	Привод - Электродвигатель, 55 кВт	к-т	-- // --	2	-- // --
4.2.	Вибросито «ZSW-3», Привод – Электродвигатель, Максимальная рабочая производительность - 140 л/с, Размер сеток - 180 – 200 меш	к-т	-- // --	2	-- // --
4.3.	Пескоотделитель «LSC250x2/1.5x0.6», Тип питающего насоса - Центробежный, 6 x 8, Привод насоса - Электродвигатель, 55 кВт	к-т	-- // --	2	-- // --
4.4.	Илоотделитель «LCN100x10/1.5x0.6», Тип питающего насоса - Центробежный, 6 x 8, Привод насоса - Электродвигатель, 55 кВт	к-т	-- // --	2	-- // --
4.5.	Центрифуга «LW 355 x 860-N», Привод - Электродвигатель, 18.5 кВт, Тип питающего насоса - Центробежный, Привод насоса - Электродвигатель	к-т	-- // --	2	-- // --
4.6.	Емкости бурового раствора, Общий объем емкостей, включая отстойник - 220 м <sup>3</sup> , Рабочий объем емкостей - 240 м <sup>3</sup>	к-т	-- // --	4	-- // --
4.7.	Емкость для приготовления бурового раствора, объем – 20 м <sup>3</sup>	к-т	-- // --	1	-- // --
4.8.	Доливочная емкость, объем – 8 м <sup>3</sup>	к-т	-- // --	1	-- // --
4.9.	Перемешиватель – Лопастной, L-NJ11, Привод - Электродвигатель, 15 кВт	к-т	-- // --	2	-- // --
<b>5.</b>	<b>ПВО и оборудование контроля за скважиной</b>				
5.1.	Универсальный превентор «FH35-35», Рабочее давление - 35 МПа, Соединение – Фланцевое	к-т	-- // --	1	-- // --
5.2.	Двойной плащечный превентор «2FZ35-35», Рабочее давление - 35 МПа, Соединение – Фланцевое	к-т	-- // --	2	-- // --
5.3.	Блок (пульт) управления ПВО Рабочее давление в системе – 35 МПа, Число аккумуляторов – 24 шт., Давление в аккумуляторе – 35 МПа, Рабочий объем аккумуляторов - 672 л	к-т	-- // --	1	-- // --
5.4.	Блок дросселирования, Размер - 65 мм, рабочее давление -35 МПа	к-т	-- // --	1	-- // --

Продолжение таблицы 13.4.2

1	2	3	4	5	6
5.5.	Блок глушения, Размер - 65 мм, рабочее давление -35 МПа,	к-т	-- // --	3	Траилер и авто
5.6.	Вакуумный дегазатор «ZCQ ¼», Производительность - 4 м³/мин, Питающий насос - Центробежный	к-т	-- // --	1	-- // --
<b>6.</b>	<b>Энергооборудование</b>	к-т	1	2	-- // --
6.1	Дизель-генератор Mtu 12V183TE32, Выходная мощность - 200 кВт, Рабочая частота тока - 50 Гц. Привод генератора - Дизель	к-т	-- // --	1	-- // --
6.2	Аварийный дизель-генератор «B8L-160», Выходная мощность - 160 кВт, Рабочая частота тока - 50 Гц	к-т	-- // --	2	-- // --
7	Металлическое основание под бытовку	к-т	-- // --	1	-- // --
8	Шурф для ведущей штанги			1	
9	Шурф для бурильной трубы	к-т	-- // --	1	-- // --
10	Комплект сварочного оборудования	к-т	-- // --	1	-- // --
11	Комплект оборудования для газорезки	к-т	-- // --	1	-- // --
12	Устройство для рубки стальных канатов	к-т	-- // --	1	-- // --
13	Бетонный блоки или металлические столбы, забетонированные в земле (через 10 м) для крепления манифольда насосов, линий глушения, дросселирования ПВО (20м + 100м + 100м):10	к-т	-- // --	12	-- // --
14	Металлический контейнер (склад) для бентонита и химреагентов по обработке бурового раствора	к-т	-- // --	1	-- // --
<b>7.</b>	<b>Дополнительного оборудования,</b>	к-т	-- // --		-- // --
7.1	Емкость для тех/воды 100м³	к-т	-- // --	1	-- // --
7.2	Емкость для питьевой воды	к-т	-- // --	1	-- // --
7.3	Емкость для диз. топлива 156м³	к-т	-- // --	3	-- // --
7.4	Емкость для масла	к-т	-- // --	1	-- // --
7.5	Инструментальная площадка для долот	к-т	-- // --	1	-- // --
7.6	Транспортировка вагон-домиков для строительно-монтажной и буровой бригад большегрузными автомашинами на расстояние 250 км, в том числе:	шт	-- // --		-- // --
7.7	-вагон-для инструктажей	шт	-- // --	1	-- // --
7.8	-мастерская сварщика/электрика,	шт	-- // --	1	-- // --
7.9	-мастерская моториста	шт	-- // --	1	-- // --
7.10	-инструментальная мастерская	шт	-- // --	1	-- // --
7.11	-вагончик с лебедкой для спуска инклометрия	шт	-- // --	1	-- // --
7.12	- лаборатория буровых растворов	шт	-- // --	1	-- // --

Продолжение таблицы 13.4.2

1	2	3	4	5	6
7.13	-складское помещение	шт	-- // --	8	Трайлер и авто
7.14	-вагон мастера	шт	-- // --	1	-- // --
7.15	Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления	к-т	-- // --	1	-- // --
7.16	Средство двухсторонней связи	к-т	-- // --	1	-- // --
7.17	Отключатель буровой лебедки при перегрузке талевой системы	к-т	-- // --	1	-- // --
<b>8</b>	<b>Аварийные инструменты</b>				
8.1	Овершоты	к-т	1	2	-- // --
8.2	Метчики	к-т	-- // --	2	-- // --
8.3	Наддолотный шламометаллоуловитель	к-т	-- // --	2	-- // --
8.4	Горцевой фрез	к-т	-- // --	2	-- // --
8.5	Шламоуловитель с обратной промывкой с магнитом	к-т	-- // --	1	-- // --
8.6	Разъединительный переводник	к-т	-- // --	1	-- // --
8.7	Ловилный ясс	к-т	-- // --	1	-- // --
	<b>Оборудование для освоения скважин</b>				
1	Установка мобильная для освоения скважин г/п допустимая 60тн, макс. 80тн. АПР 60/80	к-т	1;2	1	кр.бл.
1	Оттяжки к вышке	"-	"-	4	узел
3	Фонтанная арматура: АФК2-65/65-35	"-	"-	1	
4	Выкидная линия от фонтанной арматуры Ø- 73 мм по 100м на стойках через 10м (20 ст.)	"-	"-	2	агр.
5	Задвижка высокого давления на выкидных линиях	"-	"-	2	агр.
6	Грапные установки высокого и низкого давления	"-	"-	1/1	м. бл.
7	Приемные мостки со стеллажами для НКТ	"-	"-	1	"-
8	Приемная емкость V- 50 м3 для раствора	"-	"-	2	"-
9	Приемная емкость V- 40 м3 для воды	"-	"-	1	м. бл.
10	Обвязка емкостей трубопроводами	"-	"-	3	узел
11	Емкость V- 50 м3 для сбора пластового флюида	"-	"-	2	
	Емкость V- 50 м3 для сбора перфорационной жидкости	"-	"-	7	"-
	Выкидная линия от МКП1 и МКП2 из НКТ Ø- 89 мм соединенные через кованые угольники по 50м на стойках в бетоне				

**Примечание:**

Сокращенные термины: к-т – комплект, шт – штук, агр/оп – агрегато-операции; кр.бл. – крупный блок (крупно-блочный монтаж, демонтаж); агр – агрегат (агрегатный монтаж, демонтаж); м.бл. – мелкий блок (мелкоблочный монтаж, демонтаж); номер варианта – 1; 2: - 1- первичный монтаж, 2 – повторный монтаж. При повторном монтаже предусмотреть ремонт или замена узлов, агрегатов.

Таблица 12.4.3 – Объемы работ под конструктивные узлы вышки и при вышечных сооружениях для буровой

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта	Количество
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1;2	1
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью	площад.	"-	1
3	Обшивка основания вышки в зимнее время	осна.	"-	1
4	Лестницы на буровой установке согласно схеме:			
	- для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	"-	"-	1
	- для прохода с рабочей площадки на поверхность земли		"-	
	- для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	лестница		1
5	Оттяжки к вышке с устройством якорей	оттяж.	"-	4
6	Монтаж модуля бурильщика	к -т	"-	1
7	Монтаж модуля для инструктажа	"-	"-	1
8	Монтаж модуля -мастерской сварщика, электрика	"-	"-	1
9	Монтаж модуля для моториста	"-	"-	1
10	Монтаж модуля -инструментальной мастерской	"-	"-	1
11	Монтаж модуля для противопожарного инвентаря	"-	"-	1
12	Монтаж модуля для лебедки инклинометра	"-	"-	1
13	Монтаж контейнера под склад	"-	"-	1
14	Монтаж жилого модуля с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	"-	"-	4
15*	Монтаж модуля - столовой с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	"-	"-	6
16*	Монтаж модуля - медпункта с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	"-	"-	1
17*	Монтаж модуля -душевой/прачечной, укомплектованной необходимым оборудованием для нагрева воды, стиральной, сушильной машинами, мебелью	"-	"-	1
18*	Монтаж модуля-сушилки	"-	"-	1
19*	Монтаж емкости для питьевой воды: 40 м3 с системой очистки	к -т	"-	1
20*	Электромонтаж модулей	узел	"-	21
21*	Ёмкость для жидких отходов	септик	"-	1
22*	Контейнер для сбора бытовых отходов	контейн.	"-	

Таблица 12.4.4 – Объемы работ под конструктивные узлы при выщечных сооружениях для дополнительного оборудования

п/п	Наименование работ	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Фундамент бутобетонный под: выщечный, силовой, насосный блоки	м <sup>3</sup>	1;2	43
2	Основание из 50% бурильных труб 127мм под выщечно-агрегатный энергоблок	труба	1;2	16
3	Тумбы под основание ОБ-53М	тн	2	30
4	Фундаменты под дополнительное оборудование:			
4.1	Блок ЦС из 50% бурильных труб 127мм	труба	1;2	7
4.2	Блок отстойника с дегазатором	труба	1;2	3
4.3	Блок приготовления и очистки	- « -	- « -	3
4.4	Емкость запаса технической воды	- « -	- « -	2
4.5	Под емкость для сбора шлама 40х2			2
	Итого:	труба		17
5	Фундамент из железобетонных блоков (1,2х0,6х0,6м) под КПБ-3	блок	- « -	2
6	Фундамент под 9МГР из бруса 200х200мм	м <sup>3</sup>	- « -	0,2
7	Основание из 50% бурильных труб 127-140мм блок собственного изготовления под КПБ-3 и стеллажи под трубы, загрузчик глины и блок приготовления раствора	тн	- « -	31,95
8	Бетонирование площадок под:			
8.1	Выщечным блоком (12х12х0,1м)	м <sup>3</sup>	- « -	14,4
8.3	Насосным блоком (10х16х0,1м)	- « -	- « -	16
8.4	Энергоблоком (6х8х0,1м)	- « -	- « -	4,8
8.5	блок приготовления бурового раствора (7,5х8,8х0,1м)	- « -	- « -	6,6
8.6	Бетонирование желобов, в амбар для сточных и талых вод и траншеи вокруг блоков (0,5х2х150+0,8х150) х0,05м	- « -	- « -	13,5
	Итого:			
9	Работа по заливке фундамента и площадок ЦА-320-1	час	- « -	2
10	ЦСМ-2	час	- « -	2х2/64,3
11	Пробег ЦА и ЦСМ с базы и обратно 3спр.	Км	- « -	50х2х3
12	Разбивка бутобетонного фундамента со сбором для доставки в карьер для захоронения	м <sup>3</sup>	- « -	97,3

Таблица 12.4.5 – Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1;2	1
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	-"	-"	1
3	Факельная линия 73 мм с линией замера газа	м.	-"	70/10
4	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	-"	-"	100
5	Емкость 50 м3 для накопления и временного хранения пластовых флюидов	шт.	-"	3*50 м <sup>3</sup>
6	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	-"	3
7	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"	-"	1
8	Задвижки d.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	1;2	15
9	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1
10	Фундамент из ж/б плит 6м x2м 0,2м под емкости	-"	-"	6
11	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м x 2м x 0,2м	-"	-"	1
12	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м x15 x 1м	100 м <sup>3</sup>	-"	0,345
13	Агрегат УПА-60/80	к-т	-"	1
14	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА-60	шт.	-"	4
15	Дизельгенератор 50 кВт	к-т	-"	1
16	Прожектор	-"	-"	4
17	Трапные установки высокого и низкого давлений	-"	-"	1/1
18	Факельная линия 73 мм	м.	-"	50
19	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	м.	-"	50
20	Задвижки d.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	-"	4
21	Емкость для накопления и временного хранения пластовых флюидов	-"	-"	3*50 м <sup>3</sup>
22	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"	-"	1
23	Замерная емкость 10 м3	шт.	-"	1
24	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1
25	Фундамент из ж/б плит 6м x2м 0,2м под емкости	-"	-"	6
26	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м x 2м x 0,2м	-"	-"	1
27	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м x15 x 1м	100 м <sup>3</sup>	-"	0,345
28	Обваловка площадки с факелом 1,5м x1,5 x 1м	-"	-"	0,345

## 14. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 14.1 - Продолжительность строительства скважин

ВСЕГО	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание						
				Всего	Строительство и монтаж	ПЗР к Испытанию	Консервация/ Ликвидация	Демонтаж	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
492	10	10	70	402	3	7	25	7	-	360

Таблица 14.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сут		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совмещенным способом
1	Направление	0,5	0	50		1,0	
2	Кондуктор	1,0	50	400		4,0	
3	Техническая колонна	1,0	400	1200		15	
4	Эксплуатационная	2,0	1200	2500		30	

## 15. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ

**Таблица 15.1 - Средства механизации и автоматизации**

№№ п\п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с Пр комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Приемный мост	1 к-т
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей	БУ	1 шт.
4	Противозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъема) и ограничитель нагрузки талевой системы типа ОБЛ и др.	БУ	По одному комплекту
4а	Отключатель привода буровой лебедки при перегрузке вышки, талевой системы	БУ	1 к-т
5	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1 шт.
6	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 к-т
7	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки (успокоитель типа УТК-1 и др.)	ВА	1 шт.
8	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
9	Люлька передвижная типа ПЛУ-3М для второго помощника бурильщика	ВБ	1 к-т
10	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки	ВБ	1 шт.
11	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 к-т
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 к-т
13	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 к-т, (при отсутствии в плане приемного моста)
14	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъеме их из скважин	БУ	1 к-т
15	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приемного моста	БА	2 к-т
16	Система обогрева в зимнее время (паровой котел, электроколорифер и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО	БУ	1 к-т
17	Крючок для подвески штропов	БУ	1 шт
18	Механизированный ключ буровой с приспособлениями для регулировки его высоты подвески	БУ	1 к-т
19	Пневматический раскрепитель бурильных труб	БУ	1 к-т
20	Машинные ключи с моментомером	БУ	1 к-т
21	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.

продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
22	Блокирующие устройства, исключющие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по одному комплекту
23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 к-т
25	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных работ с ключом и комплектом переводников по размерам труб	БУ	-т (по 2 переводника на типоразмер труб)
26	3-х фазная розетка для подключения промышленно-геофизической аппаратуры	БУ	1 шт., на всех типах буровых
27	Вилка для захвата вкладышей ротора	БУ	1 шт.
28	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
29	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость суровномером)	БУ	1 к-т
30	Струбцины ("стяжка") и зажимы ("невольки") для растяжек вышек и мачт	БУ	по 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку
31	Колпачок для безопасного перемещения долот	БУ	1 к-т
32	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 к-т
34	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители, дегазаторы и др.)	БУ	1 к-т
34	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга	БУ	1 шт.
35	Устьевое противовыбросовое оборудование	БУ	1 шт.
36	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок	БУ	не менее чем на 2 заправки
37	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
38	Указатель «Открыто» – «Закрыто» к задвижке высокого давления	БУ	1 шт.
39	Демпфер (предохранитель) к манометру бурового насоса	БУ	по 1 шт. на манометр 1 шт.
40	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
41	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
42	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
43	Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
44	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос
45	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.

продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
46	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
47	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
48	Отводные крючки	БУ	4-5 шт.
49	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	устье скважины	1 шт.
51	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
52	Спасительное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях	БУ	1 к-т (для буровых со спас, Устр.)
53	Пояс предохранительный для верхового рабочего	БУ	2-3 шт.
54	Аварийная кнопка «стоп»	БУЭ	1 шт.
55	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 к-т
56	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компрессор	1 к-т
57	поклажи для хранения баллонов с газом высокого давления	БУ	1 к-т
58	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.)	БУ	1 к-т
59	Верстак слесарный с тисками и набором слесарных инструментов	БУ	1 к-т
60	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора	электро-сварочный трансф.	1 шт.
61	Противогазы, фильтрующие с запасными коробками или дыхательные аппараты фирмы «Дрэгер»	БУ	1 к-т на раб.
62	Аппарат искусственного дыхания переносной.	БУ	1 шт.
63	Аварийное освещение (аккумуляторные лампы)	БУ	2 к-т
64	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12В	БУ	3 шт.

**Примечание:** Дополнительные комплектующие механизмы, агрегаты, приборы безопасности согласно «Нормативов» [24], «Нормативы» предусматривают обязательный минимум механизмов для буровой, допускается работа буровой или отдельного его оборудования при замене перечисленных средств защиты их аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

Таблица 15.2 - Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса ГИВ-6		1
2	* Индикатор силы на машинных ключах		1
3	*Измеритель крутящего момента ротора ИМР-2		1
4	* Пульт контроля за процессом бурения ПБК- 7		1
5	Манометр буровой геликсный МБГ-7		4
6	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора		1

**Примечание:** \*- устанавливается по мере поступления и наличия.  
Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.

Таблица 15.3 - Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифры т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Радиостанция в режиме диспетчерской связи РРС-1М		1
2	Радиотелефон для связи с офисом		1

## 16. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

Таблица 16.1 - Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
1	<p>Производство работ по строительству скважин ведется в строгом соответствии с «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей от 30 декабря 2014 года №355».</p> <p>а) методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»</p> <p>б) план по безопасному ведению буровых работ; в) борьба с загрязнением окружающей среды;</p> <p>г) практическое обучение и тренировка специальным приемам по безопасности работы до начала и во время буровых работ, включая первую медицинскую помощь, тушение пожаров, спасение человеческой жизни;</p> <p>д) первая медицинская помощь, транспорт и медицинское обслуживание; е) хранение легко воспламеняемых и взрывоопасных веществ и т.д.;</p> <p>ж) мероприятия по действию персонала при несчастных случаях.</p>
2	
3	<p>Буровая установка и вахтовый поселок должен быть обеспечен противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения и размещаться таким образом, чтобы обеспечивался свободный доступ к ним любое время.</p>
4	<p>Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения. В каждой смене должен быть ответственный за противопожарную безопасность. Этот человек несет ответственность за текущий инструктаж всех членов смены и за средствами пожаротушения.</p>
5	<p>Территория и помещения буровой распределяются по классу взрывоопасности В-1 и В-1г. К классу В-1 относятся: устьевая шахта, буровая с редукторным блоком, желобная система, емкости для бурового раствора, насосный блок.</p> <p>К классу В-1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3м и территория вокруг открытых устройств, ограниченная расстоянием 5м.</p> <p>В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.</p> <p>Запрещается сушка на котлах и возле них лесоматериалов, одежды, а также устройство на котлах и над ними деревянных помостов. Дымовые трубы котлов следует очищать от сажи не реже 3 раз в месяц.</p> <p>Запрещается работа котлов одновременно на смеси газа и нефти в одной топке, а также на топливе, не освобожденном предварительно от воды и твердых примесей. Расходный бак с топливом должен находиться снаружи котельной в специальном помещении с выходом наружу.</p> <p>Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100°С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта.</p> <p>При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключая возможность попадания его на пол котельной. Запрещается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках.</p>

продолжение таблицы 16.1

1	2
6	<p>Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины. Строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно «Нормативов...», и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности:</p> <p>Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86).</p> <p>Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение (<i>строительство</i>) скважин на нефть и газ, г. Астана, 2023г.</p> <p>Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности; Экологическому кодексу РК;</p>

Таблица 16.2 - Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиенетруда

№№ п/п	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентировано «Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты». Согласно указанным документам, весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады опробования для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты – противогазами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) – 120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 24000-26000мг/м <sup>3</sup> (по бензолу).
4	Учитывая, что в процессе бурения, работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями «Гигиенических нормативов уровней шума на рабочих местах» и «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям работы с источниками вибрации» по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения шума и вибрации.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования «Искусственное и естественное освещение», «Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий», «Правила устройства электроустановок (ПУЭ-2012)», «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон».
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы.

продолжение таблицы 16.2

1	2
	<p>Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок и неотопливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категории взрыво- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).</p>
7	<p>Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники промышленных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.</p>
8	<p>В соответствии с СНИП-2-82 «Вспомогательные задания и помещения промышленных предприятий» и РД 39-22-719-82 «Нормативы санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин, строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями.</p>

Примечание: при строительстве проектируемых проектных скважин необходимо соблюдать санитарные правила и нормы, указанные в таблице 16.2. пункте 1.

Таблица 16.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Потребное количество для бригады буровой
1	2	3	4
1	Куртка, брюки х/б от пониженных температур с пропиткой		Буровой мастер, бурильщик, пом.бурильщика
2	Летний костюм: куртка, брюки, части которых выполнены из лавсановизкозной ткани		бурильщик, пом.бурильщика
3	Куртка утепленная		электромонтер, слесарь по обсл.буровой
4	Брюки утепленные		электромонтер, слесарь по обсл.буровой
5	Летний костюм: куртка, полукомбинезон и рубаша со съёмным капюшоном		Буровой мастер
6	Костюм для сварщиков (зимний костюм)		
7	Куртка, брюки из с пропиткой (для сварщиков, летний)		
8	Куртка, брюки с пропиткой от пониженных температур		лаборант-коллектор
9	Куртка, брюки из х/б с пропиткой (женские)		лаборант-коллектор
10	Валенки		всем
11	Галоши нефтеморозостойкие		всем
12	Сапоги нефтемаслозащитные		всем
13	Каска защитная, типа «Труд»		всем
14	Рукавицы брезентовые		всем
15	Плащ не промокаемый		Буровой мастер
16	Противогазы фильтрующие, с запасными коробками типа В, КД, БКФи др.		Всем
17	Шланговые противогазы марки ПШ-1 или ПШ-2		При работе в ёмкостях, резервуарах и т.п. местах
18	Аппарат искусственного дыхания переносной		1 шт. на объект
19	Дыхательные аппараты АСВ 2М или фирмы "Дрэггер" типа РА 80/1800-1		2 шт. аварийный запас
20	Индивидуальный противозумовой аппарат, наушники		б/мастер, бурильщик, пом.буриль-щика
21	Реагент нейтрализатор сероводорода		По нормам инструкции
22	Противогазы марки «А»		Всем при освоении

Примечание: При строительстве скважин могут быть использованы зарубежные нормативы, если их требования не ниже казахстанских и не противоречат им.

Таблица 16.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Место установки на буровой
1	Кожух (ДБА 20031-25)	Вертлюжки-разрядники шинно- пневматических муфт пневмосистемы.
2	Виброизолирующая площадка конструкции ВНИИБТ (черт. №299.000)	У пульта бурильщика
3	Глушитель шума конструкции ВНИИБТ (черт. №295.000)	Выхлопной патрубков пневматического бурового ключа АКБ - 3М2

Таблица 16.5 - Нормы освещенности

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г-горизонтальная; В-вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение			Аварийность освещения, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности не более, %	
					при лампах накаливания	при газоразрядных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г.В	IV в	150	200	40	10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г.В	VI	75	150	60	10
3	Стол оператора, машиниста аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV г	100	150	40	10
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г.В	VIII	30	75	80	10
5	Стеллажи, приемный мост	Бурильные трубы, обсадные колонны, приемный мост	Г	XI	10	10		
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебедочный блок	Ступени, пол, площадки	Г	XI	10	10		
7	Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60	10
8	Роторный стол	Роторный стол	В		100	100	Освещенность установлена экспериментально	
9	Буровая лебедка	барабан	В	X	30	30		
11	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30		
12	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30		
13	Механизм спуска и подъема бурильных труб(МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		

Продолжение таблицы 16.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Установка для механизации и автоматизации спускоподъемных операций (АСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		
15	Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50		
16	Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50		10
17	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г.В.	X	30	30		10
18	Силовое помещение Редуктор (коробка скоростей)	Место замера уровня масла	В	VIIIa	30	75		
19	Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10		
20	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIa	30	75		
21	Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	VIIIb	20	50		
22	Насосное помещение. Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время см.разделителя	5
23	Дизельное помещение (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от стола	Г	VI	50	100		5
24	Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал, дистанционное управление превентором	Превентор, штурвал	В	VIIIa	30	75		
25	Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	IvГ	75	100		10
26	Цементировочная головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	50	50		
27	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30		
28	Место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место зарядки	Г	VГ	75	100		

Продолжение таблицы 16.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	Каротажный подъемник Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъемника до блока баланса; от подвешенного ролика до устья скважины	Барабан, пульт, кабины машиниста  Кабель	ГВГ	X XI	30 50 10	30 50 10	Освещенность установлена эксперимента льно	
30	Блок-баланс	Кабель Блок-баланс	В	X	30	30		
31	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	X	30	30		
32	Каротажная лаборатория	0,8 м о пола	Г		75	75	Освещенность установлена эксперимента льно	
33	Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10		
34	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2		

Таблица 16.6 - Средства контроля воздушной среды

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр ит.д.	Количество, шт.	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Газосигнализатор (стационарный с 8-канальными платам с 3 лампочками и 3-мя сиренами включает 8 датчиков и электропроводку. система подаёт визуальный и звуковой сигнал на пост бурильщика)	комплект	Ротор, желобной системе, вибросит, насосном помещении (2 штуки), у приемных емкостях (2 штуки), Помещение отдыха персонала
2	Газоопределитель LTX 412 переносной со сменными перезаряжаемыми батарейками и зарядным устройством батарей	3	
3	Газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или его аналог	1	
4	Индикатор ФЛП - 2.1 переносной	1	

Таблица 16.7 - Санитарно-бытовые помещения

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
1	Вагон домик буровых мастеров	1
2	Сушилка	1
3	Слесарка	1
4	Столовая для приёма пищи (вагон - столовая)	1
5	Душевая раздевалка	1
6	Вагон-склад	1
7	Жилой вагон-домик для вахты, тампонажников, геофизиков	6
8	Вагон-домик для женского персонала	1
9	Вагон-культбудка	1

Примечание:

1. Допускается замена типов и количество санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами.
2. На период в/строения, бурения, крепления, освоения 1 объекта – одинаковое количество вагон-домиков.

Таблица 16.8 - Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт	Примечания
1	2	3	4	5
1	Огнетушители 25 кг	ОПУ-10	4	Порошковые
2	Огнетушители 6 кг	ОПУ-4	10	Порошковые
3	Огнетушители 5 кг	ОВП-10	10	Пенные
4	Огнетушители 5 кг	ОУ-5	10	Углекислотные
5	Ящики с песком вместимостью 0,5 м <sup>3</sup>		4	
6	Лопаты штыковые		4	
7	Ломы		2	
8	Топоры		2	
9	Багры		2	
10	Пожарные ведра		6	
11	Кошма размером 2х2		5	
12	Пожарные шланги с соплами		10	
13	Лестница		6	
14	Пожарная сирена		1	
15	Предупредительные указатели		50	
16	Ящик с песком вместимостью 1 м <sup>3</sup>		1*	

Примечание: \* - На центральном пожарном щите

## 17. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ

Основными видами аварий в процессе строительства скважин и осложнений, создающих аварийные ситуации, являются:

1. Аварии с бурильной колонной - слом бурильной (или утяжеленной) трубы, прихват, заклинка.
2. Аварии с обсадными трубами - прихват, полет.
3. Аварии с долотами - оставление шарошек, слом долота.
4. Падение посторонних предметов в скважину.
5. Осложнения: нефтегазодопроявления, поглощения бурового и цементного растворов.
6. Осложнения, связанные с межколонными давлениями.

Таблица 17.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1	Слом бурильной (утяжеленной) трубы	1.1. Не допускать вибрации колонны при бурении.	1.1. Определить конфигурацию "головы" сломанной трубы.	1.1. Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны.
		1.2. При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото.	1.2. При необходимости произвести зачистку (торцевание).	1.2. При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола.
		1.3. Во время спускоподъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т.	1.3. Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью.	
		1.4. Нагрузку на долото создавать не более 75% веса УБТ.	1.4. Произвести расхаживание и подъем аварийного инструмента.	1.3. При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото.
		1.5. Контролировать момент на роторе при роторном бурении.	1.5. В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	
		1.6. При ведении аварийных работ недопускать приложения усилий, превышающих прочность труб.		1.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.		

продолжения таблицы 17.1

1	2	3	4	5
2	Прихват инструмента	2.1. Выделить прихватоопасные зоны.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны.	2.1. Знать зоны осложнений.
		2.2. Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.	2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора.	
		2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы.	2.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	2.3. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны.
		2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.		2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН.
		2.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок.		2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		2.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости.	2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	
		2.7. Не изменять КНБК в сторону увеличения ее жесткости. В случае необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение ее жесткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой.	2.4. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	
		2.8. В компоновку бурильной колонны включать яссы необходимого размера		

продолжения таблицы 17.1

1	2	3	4	5
3	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.	3.1. Определить место заклинки.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
		3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.	3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх одновременным проворотом.	3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.
	3.3. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.	3.3. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.	3.3. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.	
		3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны.	При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	3.4. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.
		3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.		
4	Прихват обсадных колонн	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.	4.1. Определить место прихвата.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.
		4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок.	4.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время.

продолжения таблицы 17.1

1	2	3	4	5
		4.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.		4.3. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
				4.4. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.
			4.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.	
			4.4. После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
			4.5. Продолжить спуск колонны.	4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			4.6. В случае безрезультатности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирование колонны на достигнутой глубине с последующим спуском "хвостовика"	
5	Полет обсадных труб	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов.	5.1. Спустить труболовку, метчик, колокол.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы.
		5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.	5.2. Спуск производить замедленно для определения местонахождения "головы" обсадных труб.	5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.
		5.3. Не допускать наворота резьбы наперекос.	5.3. Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину.	5.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			5.4. Поднять аварийные трубы.	
			5.5. Произвести переподготовку ствола скважины.	5.4. Переподготовку ствола выполнить согласно плану работ на спуск колонны.
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород.	6.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	6.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород.

продолжения таблицы 17.1

1	2	3	4	5
		6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).	6.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	6.2. Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота).
		6.3. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой.	6.3. Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
4. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.				
7	Падение посторонних предметов в скважину	7.1. Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.	7.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	7.1. При спускоподъемных операциях применять обтираторы и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов.
		7.2. Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.	7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
	7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы.	7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.		
	7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.			
8	Нефтегазо водопроявления	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора.
		8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.	8.2. Установить обратный клапанпод квадрат.	8.2 Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии.
	8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ оначавшемся проявлении.	

продолжения таблицы 17.1

1	2	3	4	5
		8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.	8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.	8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.
		8.5 Обучить обслуживающий персонал действиями при НГВП в условиях выделения сероводорода.	8.5. По величине давления в трубном затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для заданной скорости проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписанию по сигналу "Выброс".
		8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии	противовыбросовое оборудование.	
		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.		
		8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.		
		8.9. Иметь запас раствора, согласно пункту, глава.13, пункт 280. Требованию промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли		
		8.10. Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.		
		8.11. Не допускать утяжеления раствора "пачками".		
		8.12. Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.		
		8.13. Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.		
		8.14. Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.		
		8.15. Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек.		
		8.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.		
		8.17. Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении буровой колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.		
		8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.		
		8.19 К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объему до установленной величины.		

продолжения таблицы 17.1

1	2	3	4	5
9	Поглощения	9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.	9.1. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины.	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины.
		9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных Требованиям безопасности в нефтегазодобывающей отрасли.	9.2. Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.)	9.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.
		9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.	9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.
		9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязкоупругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д.		
		9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса.		
		9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.		
		9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.		
10	Межколонное давление (МКД)	10.1. Для цементирования обсадных колонн применять цементы, образующие в затрубном пространстве плохо проницаемый цементный камень, стойкий к воздействию сероводорода.	10.1. Определить причину возникновения МКД и пути движения флюида в межколонное пространство.	10.1. Сообщить руководителю работ о появлении МКД.
		10.2. Применять обсадные трубы с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа "металл-металл".	10.2. В зависимости от причины возникновения МКД произвести: стравливание давления; смену колонной головки; ремонтно-изоляционные работы.	10.2. Не допускать роста давления в межколонном пространстве выше величины предельно-допустимого устьевого давления, определенного расчетом согласно утвержденной методики.
		Обязку устья колонными головками производить строго в соответствии с инструкциями завода-изготовителя. Применять колонные головки, исключаящие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.		

## **18. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН**

### **18.1 Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины**

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважин на площади Амангельды (участок Шункырколь) с проектной глубиной 2500м предусматривают обеспечение промышленной безопасности, сохранение скважины на весь период эксплуатации, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей природной среды.

Скважина может быть, законсервирована или ликвидирована по завершению строительства по инициативе пользователя недр. Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет пользователь недр.

Предприятие – пользователь недр вправе, на договорной или иной правовой основе, делегировать право подготовки документации и проведения работ по консервации, ликвидации скважины предприятиям, привлекаемым им для выполнения подрядных работ, при наличии у предприятий лицензии на соответствующий вид деятельности. Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остается за пользователем недр.

Структура и состав проектной документации по консервации и ликвидации скважины определены в соответствии с действующими нормативными требованиями и включают разделы по ликвидации и консервации скважины, предусмотренные «Положением о порядке ликвидации нефтяных и газовых скважин».

За основу расчетов по ликвидации скважин приняты проектные решения по скважинам на участке Шункырколь по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на бурильных трубах в открытом стволе определяется целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации или консервации скважины.

Работы по консервации и ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды, согласованным с территориальным Департаментом по промышленной безопасности.

### **18.2 Ликвидация скважины**

Технологические и технические решения по ликвидации скважины. Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с требованиями «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», Астана, от 22.05.18 г МЭ РК №200.

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов - в этом случае скважина консервируется на период работ по обустройству, а после расконсервации переводится в категорию добывающих. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела

рентабельности эксплуатационных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Вариант 2. Скважина доведена до проектной глубины, по результатам испытаний проектных нефтегазоносных горизонтов в открытом стволе оказалась в неблагоприятных геологических условиях (отсутствуют нефтегазонасыщенные коллекторы) в этом случае скважина подлежит ликвидации без спуска эксплуатационной колонны по геологическим причинам.

Устанавливаются ликвидационные цементные мосты при спущенной эксплуатационной колонне, а также без нее:

Против интервала залегания продуктивного горизонта, при этом высота цементного моста над верхней границей должна быть не менее 50 м;

### **18.3 Порядок организации работ по ликвидации скважины**

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды. Утвержденный Заказчиком и согласованный с Областной инспекции геологии и недропользования Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- способ установки цементного моста – на равновесие,
- метод установки – с контролем по объему,
- заливочная колонна - НКТ-73(СБТ -88,9) –с «воронкой» на первой трубе,
- продавочная жидкость – буровой раствор;
- Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:
- перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;
- демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования, предусмотренного проектом;
- установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- закачка буферной жидкости №1;
- закачка цементного раствора;
- закачка буферной жидкости №2;
- закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементировочным агрегатом).
- срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки  $\frac{1}{2}$  расчетного объема продавочной жидкости;
- разгерметизация устья;
- подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъем заливочной колонны;

- спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- испытание моста на прочность разгрузкой;
- испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода MIL-GARD.

При завершении подъема заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50м) дизельным топливом (нефтью)

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

По окончании ликвидационных работ устье скважины оборудуется колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионностойком исполнении, а также отводами для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах.

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 2х2м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты окончания бурения.

После проведения ликвидационных работ через 6 месяцев и далее один раз в год должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном пространствах, а также окружающего воздуха с оформлением соответствующих актов.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

Акт заверяется печатью и подписью руководства Заказчика. Проект акта о ликвидации скважины вместе с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли представляются в территориальные подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности на согласование в соответствии «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», Астана, от 22.05.18 г МЭ РК №200.

#### **18.4 Консервация скважины**

Технологические и технические решения по консервации скважины

Консервация скважины на период обустройства предусматривается после окончания строительства со спущенной эксплуатационной колонной при наличии промышленных залежей углеводородов. Срок консервации, предусмотренный проектом - свыше 1 года.

После проведения комплекса работ по испытанию скважины, получения положительного результата по продуктивности, принятия решения о консервации, скважина глушится. Скважина заполняется раствором.

Предусматривается установка цементного моста в 177,8мм колонне высотой 50 м и с подошвой моста на 10 м выше верхних отверстий перфорации. Порядок работ при установке консервационного моста аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов.

НКТ поднимается над цементным мостом не менее чем на 10 м или извлекается из

колонны. Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространстве, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией в интервале 0 – 10 метров. Законсервированная скважина должна быть заполнена раствором, обработанным нейтрализатором сероводорода.

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой, предусмотренной проектом. Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины должны быть сняты, крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками, манометры сняты и патрубки загерметизированы. Устье должно быть ограждено. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты окончания бурения. Проводится рекультивация земельного отвода.

## **18.5 Выбор цемента.**

### **18.5.1 Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважин**

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне используются тампонажные портландцемента тип ПЦТ I по ГОСТ 1581-96. Транспортирование цементов осуществляется по СТ РК ИСО 10426-1-2011 (ISO 10426-1:2009).

Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытываемого цемента.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих для интервала установки цементного моста, запрещается.

Цементные мосты должны быть прочными. Если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3-6 МПа, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям нагружения от массы колонны руб.

Герметичность моста зависит от высоты и состояния поверхности контактов (тампонажный раствор – стенка скважины, тампонажный раствор - внутренняя поверхность колонны) в период размещения тампонажного раствора в интервале глубин. Для повышения герметичности и несущей способности мостов рыхлая часть глинистой корки в открытом стволе и прилипшие слои (остатки) глинистого раствора на внутренней стенке обсадной колонны должны быть удалены. С этой целью используют буферную жидкость, размещенную между вытесняемым глинистым раствором и вытесняющим тампонажным раствором.

При определении высоты цементного моста исходят из требования перекрытия проницаемого пласта (перфорированного интервала) мостом плюс на 20 м выше кровли и на 20 м ниже подошвы пласта. Таким образом, минимальная высота моста превышает 40 м.

При отказе от применения буферной жидкости высота моста должна быть существенно больше.

### **18.5.2 Технология и расчеты установки цементного моста.**

Доставка в интервал установки моста тампонажного раствора необходимого качества и объема – одно из решающих условий благоприятного исхода работ.

Производственный опыт, подтвержденный научными исследованиями, свидетельствует о потерях цементного раствора за счет адгезии (налипания) на стенки труб и смешения с буровым раствором и, кроме того, об ошибках в определении объема прокачанной продавочной жидкости.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или, собственно, продавочной жидкости при определении ее объема  $V_{\Pi}$  следует исходить из формул:

$$V_{\Pi} = V_T (1 - \Delta V)$$

$$\Delta V = \frac{H_M S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_3$$

где  $V_T$  - внутренний объем колонны заливочных труб, м<sup>3</sup>;  $\Delta V$  - относительное превышение

над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости;  $H_M$  - протяженность цементного моста, м;  $S_T$  - площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста,  $m^2$ ;  $C_0$  - коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости;  $C_1$  - коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб;  $C_3$  - коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 17.1.

По результатам исследований установлено, что одно из основных условий доставки в интервал установки моста необходимого объема тампонажного раствора может быть записано как

$$V_{ц} = HSc + V_T (C_1 + C_2 + C_3 + C_0) \quad (2)$$

где  $S_c$  - площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста,  $m^2$ ;  $C_2$  - коэффициент потери цементного раствора при смешении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 17.1).

Следует подчеркнуть, что при использовании воды в качестве буферной жидкости потери цементного раствора резко сокращаются, также уменьшаются и объемы зон смешения с буровым раствором и буферной жидкостью.

Таблица 18.1. – Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффициенты	Для бурительных труб с высаженным внутрь концами		Для НКТ	
	с буферной жидкостью	без буферной жидкости	с буферной жидкостью	без буферной жидкости
$C_1$	0,01	0,03	-	0,01
$C_2$	0,02	0,04	0,01	0,02
$C_3$	0,02	0,03	0,01	0,02
$C_4$	0,02	-	0,02	-
$C_5$	0,40	-	0,40	-
$C_6$	0,03	0,20	0,03	0,20
$C_0$	0,01	0,02	0,01	0,02

Экспериментальные исследования по смешению тампонажного раствора с глинистым и буферной жидкостью (водой), проведенные непосредственно на бурящихся скважинах, показали, что зоны смешения могут быть очень значительными. При этом общую протяженность подъема тампонажного раствора  $H_M$  и зоны смешения  $H_{CM}$  в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению (3)

$$H_{CM} = H_M + \frac{C_2 V_T + C_6 V_{CM}}{S_K}$$

где  $V_{CM}$  - объем зоны смешения,  $m^3$ ;  $S_K$  - площадь кольцевого сечения скважины,  $m^2$ ;  $C_6$  - коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без учета образования застойных зон (см. табл. 17.1);  $C_2 = 0,02 \div 0,04$  и  $C_6 = 0,2$  - при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой  $C_2 = 0,01 \div 0,02$  и  $C_6 = 0,03$ .

Объемы первой и второй порций буферной жидкости (воды), исходя из условия исключения смешивания (полного разделения тампонажного и бурового растворов), можно рассчитать по формулам:

1. для первой порции

$$V_1 = C_4 V_T + C_5 H_M S_c \quad (4)$$

2. для второй порции  $V_2 = C_4 V_{\text{п}}$

где  $C_4$  и  $C_5$  - коэффициенты потери буферной жидкости в результате ее адгезии соответственно к стенкам заливочных труб и в кольцевом пространстве (см. табл. 17.1).

### 18.5.3 Планирование работ по установке цементных мостов

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов:

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки, а также дополнительно - статической и динамической температур в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения сдвига глинистого раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.
2. Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениям и по высоте и технологическими особенностями его установки.
3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости - воды и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве соответственно по формулам (2), (1), (4), и (3). При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты  $C_1$  и  $C_3$  в указанных формулах принимаются равными нулю.
4. Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (оценивается по скорости потока в кольцевом пространстве) и особенностями управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролирующих устройств.
5. Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

Таблица 18.5.3.1 - Осложнения, возникающие при установке цементных мостов, и мероприятия по их недопущению

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
	Недостаточное содержание замедлителя схватывания или жидкости - воды затворения.	Контроль за содержанием реагентов в жидкости затворения и процессом приготовления цементного раствора по плотности и расходу компонентов, приготовление всего объема раствора в осреднительной емкости.
	Образование затрудняющих прокачивание зон смешения цементного раствора с глинистым раствором.	Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание.
	Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон.	То же, а также применение центраторов, эксцентриков.
	Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции.	Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консисометра с учетом температуры и давления.
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка.	Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разбурываемых или отсоединяемых хвостовиков.
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектном интервале установки моста.	Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе.	Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора.
	Смещение цементного раствора с находящейся в контакте с ним жидкостью и низкая точность его продавливания.	Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливании, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливочной колонны.
	Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта.	Снижение вязкости и СНС глинистого раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика.
	Наличие каверны или желобной выработки.	Определение объема цементного раствора с учетом фактического диаметра скважины, применение гидромониторного устройства или эксцентриков.
Недостаточная несущая способность и негерметичность моста.	Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками.	Расчет высоты моста в соответствии с условиями его эксплуатации и техническими средствами для установки.
Газопроницаемость моста.	Насыщение цементного камня пластовым газом вследствие контракции.	Предварительная установка над местом поступления газа механического пакера или закачка высоковязкой жидкости, введение в тампонажный раствор высоковязкой жидкости.

### 18.6 Подъемный агрегат для изоляционно-ликвидационных работ

Основным критерием выбора установки для проведения изоляционно-ликвидационных работ является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. Кроме того, параметры мобильной установки должны соответствовать ГОСТ16293. Все работы по ликвидации скважин будут производиться установкой АПР-60/80

Таблица 18.6.1 - Техническая характеристика агрегата АПР-60/80

Наименование	Шифр, тип оборудования, ГОСТ, ОСТ, ТУ	Показатель
Допустимая нагрузка, кН		600
Мощность привода, кВт		132,4
Мачта	телескопическая наклонная	
Угол наклона в рабочем положении, град		6
Высота от земли до оси кронблока, м		22,4
Допустимая длина поднимаемой свечи, м		16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, Мм		1040
Наибольшая статическая нагрузка на стол ротора, т		60
Диаметр проходного отверстия, мм		142
Компрессор	M155-2B5	
Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9) (ГОСТ 2914-10)	
Грузоподъемность, т		60/80

### 18.7. Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденным недропользователя, обеспечивающим выполнение проектных решений. План консервации скважины должен составляться с учетом конкретных горно-геологических особенностей разреза, содержать подробную информацию по техническому и технологическому состоянию скважины, причинах консервации, планируемых работах по оборудованию устья и ствола с указанием ответственных исполнителей. Указанные в плане сроки консервации и порядок контроля технического состояния законсервированной скважины должны соответствовать требованиям Правил безопасности.

Периодичность проверок состояния скважины, находящейся в консервации, согласовывается с территориальными органами территориальных подразделений уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

Последовательность работ по консервации скважины следующая: заглушить скважину; демонтировать фонтанную арматуру и через переходную катушку на крестовину смонтировать противовыбросовое оборудование, предусмотренное проектом;

спустить НКТ до глубины ниже интервала перфорации на 10 м, промыть скважину с обработкой раствора и доведением бурового раствора до параметров, рекомендуемых проектом;

закачать в интервал перфорации специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;

поднять НКТ до нижней границы цементного моста;

установить консервационный цементный мост (порядок аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов).

демонтировать противовыбросовое оборудование и смонтировать фонтанную арматуру; заполнить верхнюю часть скважины незамерзающей жидкостью (нефтью) в интервале 0-10 м (прямой и обратной циркуляцией закачав дизельное топливо в трубное и затрубное пространства);

на фонтанной арматуре закрыть все задвижки, снять штурвалы, манометры, установить заглушки;

демонтировать буровую установку;

провести рекультивацию и планировку площадки;

оградить устье скважины и на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, площадь (месторождение), предприятия - пользователя недр, дата (срок) консервации, произвести планировку при скважинной площадке.

На все проведенные работы по консервации скважины, составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей, акт заверяется печатью и подписью руководства предприятия. На основании этого акта составляется акт на консервацию скважины.

Оформленный и подписанный акт на консервацию представляется в территориальные подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности вместе с актом на выполненные работы для согласования.

Продление сроков консервации законченной строительством скважины осуществляется в порядке, установленном предприятием – пользователем недр (владельцем) и согласованном с территориальными подразделениями уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

## **Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности**

Мероприятия обеспечиваются за счет:

- выполнения требований проекта «Основные требования и мероприятия по технике безопасности, промсанитарии, пожарной и противofонтанной безопасности».
- соблюдения мер безопасности при обработке буровых растворов химреагентами;
- поддержания параметров бурового раствора, специальных жидкостей в соответствии с величинами, регламентированными проектом на строительство скважины, правилами и инструкциями;
- перед проведением технологических операций по ликвидации (консервации) скважина должна быть заглушена, т.е. заполнена буровым раствором (или другой жидкостью) с плотностью, обеспечивающей превышение давления гидростатического столба над пластовым, согласно требованиям Правил безопасности;
- выполнения проектных мероприятий по предупреждению газоводопроявлений;
- использования в работе противовыбросового и другого оборудования, обеспечивающего надежную герметизацию устья скважины в случае газоводопроявлений и проведения технологических операций по глушению скважины;
- соблюдения мер безопасности при опрессовке колонн, цементных мостов, нагнетательных линий, работах по цементированию и обслуживанию тампонажной техники, запорной арматуры;
- обеспечения надежной безаварийной работы бурового, вспомогательного и противовыбросового оборудования;
- допуска к работе лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, прошедших аттестацию и сдавших экзамены;
- обеспечения электроосвещения рабочих мест, оборудования зоны проведения работ в соответствии с требованиями правил безопасности;
- соблюдения правил пожарной безопасности;

- обеспечения расстановки агрегатов и оборудования в соответствии с принятой схемой и технологическими регламентами;
- перед разборкой устьевой арматуры скважина должна быть заглушена, при этом давление в трубном и затрубном пространстве должно быть снижено до атмосферного.
- Разборку устьевой арматуры производить после визуального установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней.
- Охрана недр при ликвидации (консервации) скважины предусматривает качественное выполнение всех операций в соответствии с рабочим проектом и обеспечивается следующими мероприятиями:
  - надежностью рекомендуемой конструкции;
  - полной изоляцией водоносных горизонтов и разобщения горизонтов с различной минерализацией воды;
  - надежным перекрытием интервалов возможных поглощений и газоводопроявлений;
  - качественным проведением цементирования обсадных колонн и созданием прочного монолитного цементного камня за колоннами;
  - долговечностью скважины как технического сооружения;
  - изоляцией пластов-коллекторов методом установки цементных мостов в различных горно- геологических условиях;
  - предупреждением межколонных проявлений и грифонообразования;
  - сохранностью законсервированной скважины;
  - обеспечением надежной герметизации трубного и затрубного пространства;
    - соблюдением всех технологических операций в процессе ликвидации (консервации) скважины согласно плану работ.
    - Охрана окружающей природной среды должна обеспечиваться выполнением проектных требований по предотвращению и снижению экологически вредной деятельности, предупреждением аварий и ликвидацией последствий возможных аварий. Вопросам охраны жизни и здоровья людей необходимо уделять должное внимание при ликвидации скважины. В проекте на строительство скважины разработаны также мероприятия по охране окружающей среды, при этом требования экологической безопасности и охраны жизни и здоровья людей являются приоритетными.
    - В разделе проекта на ликвидацию (консервацию) скважины предусматриваются следующие меры, при выполнении которых будет обеспечена охрана окружающей природной среды:
      - качественное цементирование обсадных колонн и качественное цементирование при установке цементных мостов;
      - установка изоляционных цементных мостов в соответствии с конкретными горно-геологическими и техническими особенностями;
      - конструкция скважины, обеспечивающая надежную изоляцию проницаемых пластов и перекрытие интервалов осложнений ствола;
      - надежная герметизация трубного и затрубного пространства и недопущение различных проявлений пластового флюида на поверхность;
      - недопущение грифонообразования и аварийных ситуаций, связанных с межколонными перетоками;
      - предупреждение загрязнений и ликвидация мест загрязнения нефтепродуктами на отведенном земельном участке;
  - оборудование устья ликвидируемой скважины в соответствии с проектными решениями;
    - вывоз пластового флюида, полученного при освоении скважины в специально отведенном месте;
- осуществление работ только в пределах отведенного земельного участка;

- хранение химических реагентов, ГСМ, сыпучих материалов в специальной таре и в закрытых складских помещениях с твердым покрытием и защищенным обвалованием. По завершении работ на скважине остатки должны быть вывезены;
- компонентный состав буровых и цементных растворов, предусмотренных проектом, исключает применение токсичных материалов;
- предотвращение сброса отходов бурения, канализационных и загрязненных стоков в водоемы общего пользования и подземные водоносные горизонты или в места вне специальных сооружений;
- осуществление сбора отходов бурения (шлам, отработанный буровой раствор, сточные воды) в специальных емкостях шлама;
- после завершения работ по демонтажу и вывоза бурового и вспомогательного оборудования производство работ по ликвидации инженерной системы сбора, разбивке и удалению бетонных покрытий и фундаментов;
- Осуществление перевозок по отведенным дорогам и подъездам к буровой, которые должны быть рекультивированы после завершения строительства скважины.

## **19. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР**

### **19.1. Технологические операции при поступлении флюида в процессе бурения**

- Для проверки возможного поступления флюида в ствол скважины необходимо произвести трехкратный подъем долота над забоем на величину ведущей трубы и провести полный вымыв забойной пачки на устье при периодическом вращении инструмента. При отсутствии признаков поступления флюида в ствол скважины продолжить углубление.

- Для проведения технологических операций, связанных с подъемом труб и оставления скважины без бурильной колонны (смена долота, геофизические работы) необходимо промыть скважину в течение 1 цикла. Бурильную колонну поднять в башмак последней обсадной колонны, скважину долить до устья и оставить в покое на требуемое время. В течение технологической стоянки вести наблюдение за состоянием скважины.

- После технологической стоянки спустить бурильную колонну до забоя, промыть скважину в течение как минимум полуцикла до полного вымывания газированной пачки и выравнивания параметров бурового раствора. При углублении скважины необходимость и продолжительность технологических стоянок определяются главным инженером бурового предприятия.

- При получении "провала" инструмента без полного поглощения - бурение прекратить. Промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора до полного вымывав забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

- Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины.

- Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлениях имеется возможность корректировать конструкцию скважины);

- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;

- запас бурового раствора (с глубины 470м-150м<sup>3</sup> и запас химреагентов для приготовления второго объема бурового раствора);

- перед подъемом бурильного инструмента предусмотрена дополнительная промывка с целью раннего обнаружения ГНВП;

- углубление скважины в интервалах, где возможно ГНВП, осуществлять в присутствии ИТР, владеющих методикой раннего обнаружения проявлений.

### **19.2 Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО**

Проведение СПО в бурении вызывает изменение давления в скважине вследствие движения колонны бурильных труб в ограниченном пространстве, заполненном буровым раствором. Значения, возникающих при этом колебаний давления нередко могут стать достаточными для гидравлического разрыва пластов или притока пластовых флюидов в ствол скважины. В результате возникают газонефтеводопроявления, а также другие осложнения, связанные с нарушением прочности горных пород.

Для предупреждения и контроля ГНВП во время СПО следует выполнять мероприятия по регулированию параметров бурового раствора (выровнять свойства бурового раствора по всему циклу циркуляции) и скорости движения труб в скважине, следить за уровнем жидкости в кольцевом пространстве, контролировать разность объемов доливаемого или вытесняемого бурового раствора и металла извлекаемых или спускаемых труб. Запрещается вести подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб. При невозможности устранить сифон подъем труб проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемого и доливаемого объемов раствора. При невозможности устранить

поршневание необходимо подъем производить с промывкой, вращением труб ротором и выбросом труб на мостки.

Во избежание снижения давления на пласт подъем инструмента на высоту 200 м от кровли вскрытого коллектора производить на 1-ой скорости.

При вскрытом проявляющем горизонте нельзя допускать падения уровня бурового раствора в скважине. После подъема долота необходимо долить скважину до устья, убедиться в отсутствии перелива.

При наличии вскрытых проявляющих трещиноватых горизонтов, любые остановки при отсутствии в скважине бурильной колонны должны быть сведены к минимуму. В случае вынужденных остановок, при отсутствии в скважине инструмента, должно быть установлено постоянное наблюдение за устьем и обеспечена быстрая возможность герметизации устья на "аварийной" трубе.

При отсутствии такой возможности в скважину должна быть спущена "аварийная" труба с шаровым краном, скважина загерметизирована.

Если при полностью поднятом инструменте начнется перелив скважины, приступить к спуску на максимально возможную глубину, навернуть "аварийную" трубу с шаровым краном, загерметизировать устье и наблюдать за ростом давления в затрубье. При достижении критической величины давления (80% от давления опрессовки обсадной колонны при бурении под эксплуатационную колонну) производится стравливание через дроссельную линию до появления жидкости.

Дальнейшие работы производятся по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия.

При спуске инструмента постоянно наблюдать за положением уровня в скважине, вытеснением раствора при спуске свечи и наличием перелива при подъеме порожнего элеватора. Через каждые пять спущенных свечей (УБТ через каждую свечу) по мерной линейке, установленной в приемных емкостях замерять объем вытесненного раствора, сопоставлять его с предыдущим и регистрировать.

При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасности прихвата. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками продолжительностью не менее одного цикла или до выхода забойной пачки раствора и его выравниванию, согласно рабочему проекту.

В случае остановок длительностью до 2-х часов, при вскрытых продуктивных горизонтах во время СПО навернуть "аварийную" трубу с шаровым краном и обеспечить непрерывное наблюдение за устьем скважины и возможность немедленного закрытия превентора. При ожидаемых остановках более 2-х часов должны быть приняты меры по спуску инструмента в башмак колонны.

Для уменьшения нагрузок на пласт допуск последних 150-200 м бурильных труб до зоны поглощения производить со скоростью не более 0,5 м/с.

При обнаружении перелива из скважины остановить спуск инструмента, навернуть "аварийную" трубу с шаровым краном.

При спуске обсадной колонны плашки верхнего превентора заменяются на плашки, соответствующие диаметру спускаемой обсадной колонны, или на приемных мостках должна находиться бурильная труба с переводником под обсадную трубу и шаровым краном в открытом положении, опрессованные на соответствующее давление.

В процессе спуска колонны контролировать характер и объем вытесняемого бурового раствора в зависимости от типа применяемого обратного клапана. При спуске колонны с клапаном и автоматическим заполнением буровым раствором вести периодический долив с целью контрольной проверки полноты заполнения. Уровень бурового раствора должен быть на устье и контролироваться визуально. При необходимости провести промежуточные промывки в интервалах осыпей и обвалов.

После спуска колонны до забоя необходимо промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора в соответствии с проектными значениями. Промывку скважины

производить не менее 1 цикла, чтобы убедиться в отсутствии разгазированных пачек бурового раствора, с расчетной производительностью по наименьшей скорости восходящего потока в кольцевом пространстве при бурении под колонну.

Запрещается начинать цементирование скважины при наличии признаков газонефтепроявления. Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки газонефтепроявлений, то цементирование необходимо продолжить при закрытых превенторах с регулированием противодействия в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодействием в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО, опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 9.17.

### **19.3 Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины.**

1. При бурении в интервалах ожидания ГНВП продолжительность остановок должна быть сведена к минимуму.

При вскрытых проявляющих горизонтах запрещается производить профилактические ремонты при полностью поднятом из скважины инструменте. Смена тормозных колодок, ремонт лебедки, центрирование вышки, замена двигателя, смена талевого каната и т.д. должны производиться при нахождении бурильного инструмента у башмака технической колонны при закрытых превенторах и установленном шаровом кране. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен, то необходимо устанавливать отсекающий цементный мост по специальному плану. Запрещается длительное оставление без промывок необсаженной части ствола скважины при вскрытых проявляющих горизонтах. Периодичность промывок устанавливается руководством бурового предприятия.

2. Геофизические работы выполняются специализированными организациями по договорам, заключаемым с буровым предприятием, в которых оговариваются обязательства обеих сторон по безопасному проведению работ. Геофизические работы проводятся после специальной подготовки БУ и ствола скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственный спуск (или подъем) скважинных приборов. Готовность БУ и скважины подтверждается двусторонним актом. Геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя бурового предприятия.

К геофизическим работам может привлекаться рабочий персонал буровой бригады и оборудование, если это необходимо для осуществления технологии исследований. Геофизические работы должны проводиться с применением оборудования, кабеля и аппаратуры, технические характеристики которых соответствуют геолого-техническим условиям скважины.

По окончании бурения перед геофизическими исследованиями циркуляция должна быть продолжена до выхода забойной порции промывочной жидкости на поверхность, и скважина должна быть заполнена до устья. Все геофизические работы проводятся по типовым техническим проектам, согласованным с Заказчиком.

Перед проведением геофизических работ в скважине со вскрытыми проявляющими горизонтами необходимо провести технологическую остановку при нахождении бурильного инструмента в башмаке обсадной колонны с последующим спуском инструмента до забоя и промывкой не менее 1 цикла, до полного выравнивания параметров бурового раствора. Длительность технологической остановки определяется технологической службой бурового предприятия.

Разрешение на проведение промыслово-геофизических работ дает руководство бурового предприятия по согласованию с противодонной службой после проверки комиссией состояния скважины (по результатам технологической остановки) и готовности БУ.

Продолжительность каротажных работ не должна превышать 75% от продолжительности технологической остановки. В случае неполного выполнения комплекса геофизических исследований, работы по исследованию должны быть продолжены после повторной подготовки скважины.

На весь период проведения электрометрических работ под руководством ответственного ИТР должно быть установлено постоянное наблюдение за скважиной с контролем уровня.

Геофизическое оборудование (лаборатории, подъемник) для исследования скважины устанавливаются на расстоянии не менее 25 метра от устья скважины.

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с требованиями действующих Единых правил безопасности при взрывных работах.

При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважины, требующих непосредственного взаимодействия персонала Подрядчика и Заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно утверждаемым их руководителями. Приступать к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке БУ, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и Подрядчика. При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторным устройством, обеспечивающим герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА (прострелочно-взрывная аппаратура). Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых (+, - 10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА. Во время перфорации должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

После окончания подготовительных работ проводится проверка готовности скважины с составлением акта. В состав комиссии включаются работники организаций проводившей работы, представители заказчика и АСС.

Перед перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия, по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, составляется акт готовности скважины к перфорации и выдача письменного разрешения руководителем работ, представителями заказчика и АСС. Перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, охране недр и окружающей среды,

составляется акт готовности скважины к перфорации и выдается письменное разрешение руководителя работ.

4. Освоение скважины осуществляется по плану работ (составленного с учетом технологических регламентов на эти работы), утвержденному техническим руководителем бурового предприятия и согласованного с Заказчиком.

Освоение скважины воздухом запрещается. Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более 0,5-0,6г/см<sup>3</sup>, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт)
- использования пенных систем.
- Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством свабиования, использования скважинных насосов, нагнетанием инертного или природного газа производится в соответствии с инструкциями по безопасному ведению работ, разработанными предприятием.
- Работы по освоению скважины осуществлять после выполнения следующих работ:
- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление (см. табл.9.8);
- фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.
- Перед перфорацией колонны на устье устанавливается перфорационная задвижка, проверенная до установки на прочность и герметичность в открытом и закрытом состоянии опрессовкой на пробное давление фонтанной арматуры.
- Свабиование скважин производится при наличии герметизирующего устройства, предотвращающего разлив жидкости, возникновение ГНВП и ОФ, выполнения условий безопасности.
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии должны быть оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой (согласованной с территориальных подразделениях уполномоченного органа в области промышленной безопасности и АСС.
- О проведенных работах по освоению и испытанию скважины ежедневно составляется рапорт.

#### **19.4 Долив скважины**

В целях обеспечения раннего обнаружения проявлений циркуляционная система буровой установки должна быть оборудована приборами и индикаторами. В желобе возле устья скважины устанавливается индикатор изменения расхода выходящей промывочной жидкости. В каждой емкости, задействованной в циркуляции, устанавливаются уровнемеры, дающие измерение общего объема бурового раствора и его изменение.

Для непосредственного периодического контроля положения уровня бурового раствора в емкостях с целью контроля тарировки поплавковых уровнемеров должна использоваться мерная рейка, градуированная через 0,25 - 0,5 м<sup>3</sup>, а емкость долива должна иметь поплавокый уровнемер с измерительной шкалой.

Первая емкость в циркуляционной системе должна иметь возможность отделяться от остальных, чтобы по поплавковому уровнемеру была возможность контролировать объем вытесняемого из скважины бурового раствора, при спуске бурильного инструмента. При подъеме бурильной колонны из скважины желоб возле устья должен быть перегороден,

чтобы весь буровой раствор из доливной емкости попадал в скважину и обеспечивал строгий учет объема доливаемого раствора. Объем емкости для долива скважины должен на 20-30% превышать объем раствора, вытесняемый бурильным инструментом. Доливная емкость, подсвечник, ПВО оборудование и станция управления ПВО (основной пульт) в обязательном порядке в зимнее время должен иметь парообогрев.

Бурильщик должен иметь таблицу объемов металла элементов бурильной колонны через каждую свечу с нарастающим итогом снизу вверх (для спуска инструмента) и сверху вниз (для подъема инструмента); чтобы сравнивать объем спущенных труб с объемом вытесняемого бурового раствора или объем металла поднятых труб с объемом долитого бурового раствора. В связи с невозможностью учета объема бурового раствора, потерянного при подъеме, бурильщик периодически должен делать остановки и после заполнения скважины наблюдать за уровнем в течение 5-7 минут. Газосодержание бурового раствора при циркуляции должно непрерывно контролироваться газокаротажной станцией или станцией геолого-технологического контроля. Оператор станции (ГТК) должен иметь телефонную связь с постом бурильщика и мастером, и оповещать персонал буровой бригады об увеличении газосодержания в буровом растворе на 1% по сравнению с фоновыми показаниями.

Система измерительных и индикаторных приборов должна обеспечивать регистрацию и тревожную сигнализацию об изменении начальных параметров циркуляции. При получении сигналов от измерительных приборов и индикаторов, следует учитывать потери бурового раствора в системе очистки и на розлив, при ремонтных и других работах, а также увеличение объема за счет вводимых в раствор химических реагентов и утяжелителей.

Тревожная сигнализация уровнемеров должна срабатывать при увеличении объема циркуляции не более 0,3-0,5 м<sup>3</sup>, при условии, что в циркуляции участвуют 3 емкости. Эта сигнализация должна находиться во включенном состоянии при бурении, разного рода промывках и перерывах в работе скважины.

Тревожная сигнализация желобного индикатора измерения расхода должна срабатывать при увеличении или уменьшении расхода бурового раствора на выходе из скважины на 10% от исходной величины (нормальной производительности насосов). Эта сигнализация включается только на время циркуляции с постоянной производительностью буровых насосов. Во всех случаях организация работ при бурении должна обеспечить обнаружение притока и герметизацию устья скважины, таким образом, чтобы объем притока был минимальным и не превышал 0,5\*V пред, но не более 1,5 м<sup>3</sup>, от момента начала ГНВП до момента герметизации устья ПВО.

В процессе подъема инструмента произвести контрольные измерения по доливу скважины и составить таблицу, в которую вносят данные по количеству поднятых свечей, соответствующий им расчетный объем жидкости, долитой в скважину. По мере углубления скважины таблица должна корректироваться на основании повторных контрольных измерений. Режим долива бурового раствора в скважину должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине, близким к ее устью.

В журнале показателей бурового раствора нужно регистрировать время, объем и плотность залитого в скважину раствора.

Контрольный замер объема доливаемого раствора устанавливается через каждые три операции по доливу скважины. Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будет долито менее 0,5 м<sup>3</sup> бурового раствора от контрольной величины.

Градуировочная шкала объемного расхода доливной емкости должна позволять надежно контролировать объем не более 250 литров. В качестве приемлемого варианта, это может быть емкость диаметром 2,5 м со шкалой: 1 деление высотой = 2,5 см и объемом = 125 литров; 2 деления высотой = 5 см и объемом = 250 литров.

### **19.5. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция.**

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Центровка вышки. На буровой установке это условие соблюдается конструкцией установки и не требует периодичности ее проведения, но во время оборудования устья необходимо проверить соосность вышки с устьем скважины.
2. Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами в обсаженной части ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну.

Введение в буровой раствор смазывающих добавок.

Типы и конструкции изоляционных и теплоизоляционных покрытий, материалы, применяемые для защиты от коррозии и для теплоизоляции трубопроводов, определяются проектной документацией.

В зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов, с учетом технико-экономических расчетов применяются два типа защитных покрытий: усиленный и нормативный.

Усиленный тип защитных покрытий применяется на трубопроводах сжиженных углеводородов, трубопроводах диаметром 1020 миллиметров, на трубопроводах любого диаметра, прокладываемых:

в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодях, такирах, сорах);

в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, на участках перспективного обводнения;

на подводных переходах и в поймах рек, на переходах через железные и автомобильные дороги, в том числе на защитных футлярах и на участках трубопроводов, примыкающих к ним; на участках блуждающих токов;

на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта 40 градусов Цельсия и выше;

на участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, прокладываемых на расстоянии менее 1000 метров от рек, каналов, озер, водохранилищ, а также от границ населенных пунктов и промышленных предприятий.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

Защиту трубопроводов осуществляют покрытиями: полимерными (экструдированными из расплава и порошковыми, оплавленными на трубах; липкими изоляционными лентами), на основе битумных изоляционных мастик комбинированных покрытий, наносимыми в заводских, базовых и трассовых условиях.

Участки трубопроводов при надземной прокладке защищают алюминиевыми, цинковыми, лакокрасочными, стеклоэмалевыми покрытиями, или консистентными смазками.

Лакокрасочные покрытия имеют общую толщину не менее 0,2 миллиметров; толщина стеклоэмалевых покрытий не менее 0,5 мм; толщина покрытий из алюминия и цинка не менее 0,25 миллиметров.

Консистентные смазки следует применять в районах с температурой воздуха не ниже минус 60 градусов Цельсия на участках с температурой эксплуатации трубопроводов не выше плюс 40 градусов Цельсия.

Покрытие из консистентной смазки содержит 20 процентов (весовых) алюминиевой пудры и имеет толщину в пределах 0,2-0,5 миллиметров.

Оценку состояния защитных покрытий осуществляют в процессе строительства трубопроводов, как в период нанесения защитных покрытий, так и при приемке сооружений.

Тип и конструкция изоляционного покрытия в местах сварных соединений труб обеспечивают равнозначный защитный эффект основному покрытию.

Для строительства трубопроводов применяются преимущественно трубы с изоляционным и теплоизоляционным покрытием, нанесенными в заводских и базовых условиях, и предусматриваются мероприятия по сохранности изоляции и теплоизоляции от механических повреждений при складировании, погрузочно-разгрузочных операциях, транспортировке и укладке трубопроводов.

Теплоизоляцию в трассовых условиях наносят только при отсутствии в близлежащих районах строительства баз или цехов по теплоизоляции труб.

Теплогидроизолированные трубы, трубные секции, узлы и детали, материалы для их изготовления производятся в соответствии с техническими условиями эксплуатирующей организации.

Крановые узлы, отводы, тройники, катодные выводы, задвижки изолируются покрытиями: на подземной части и не менее 15 сантиметров над землей - битумными мастиками или полимерными липкими лентами;

на надземной части - покрытиями, применяемыми для защиты трубопровода от атмосферной коррозии.

#### **19.6. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения**

На буровой установлена станция геолого-технологического контроля (см. табл. 14.2), позволяющая контролировать (с регистрацией в память) следующие параметры:

- вес на крюке, т;
- нагрузка на долото, т;
- удельное электрическое сопротивление на входе и выходе, Ом/м;
- положение талевого блока, м;
- подача инструмента, м/с;
- скорость перемещения талевого блока, м/с;
- частота вращения ротора, об/мин;
- крутящий момент на роторе, кН x м;
- давление в буровом манифольде, МПа;
- число ходов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочих и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, °С,;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м<sup>3</sup>;
- газосодержание на выходе %;

Средства технологического контроля должны позволять также производить анализ поровых давлений (построение d-экспоненты).

#### **19.7. Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами**

Сведения по данному пункту приводятся в разделе "Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника".

### **19.8. Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы в зависимости от условий строительства и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противофонтанной службы**

Контролирование состояния фонтанной безопасности оговаривается "Руководством по организации фонтанной безопасности".

В связи с тем, что район буровых работ - прибрежная зона, то режим работы районного инженера АВО совпадает с режимом работы буровой вахты, и наблюдение за процессом бурения -вахтовое.

Обеспечение средствами связи и транспортом работников Военизированной отряда такое же, как и персонала БУ.

### **19.9. Наличие средств дегазации, вентиляции**

В производственных помещениях БУ, где возможно выделение взрывоопасных или токсичных веществ (газов, паров), должны быть установлены стационарные газоанализаторы, сблокированные со звуковой и световой сигнализацией и аварийной вентиляцией. В местах выделения пыли, газа и пара в концентрациях, превышающих предельно допустимые действующие санитарные нормы, должна быть местная вентиляция.

### **19.10. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала**

Основными видами аварий в процессе строительства скважин и осложнений, создающих аварийные ситуации, являются:

1. Аварии с бурильной колонной - слом бурильной (или утяжеленной) трубы,прихват, заклинка.
2. Аварии с обсадными трубами - прихват, полет.
3. Аварии с долотами - оставление шарошек, слом долота.
4. Падение посторонних предметов в скважину.
5. Осложнения: нефтегазоводопрооявления, поглощения бурового и цементногорастворов: Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.

Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.

Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.

После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.

Не оставлять на столе ротора различные инструменты.

Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

6. Прихват обсадных колонн: Тщательно прорабатывать интервалы сужений.

Не оставлять колонну без движения на длительный срок,Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.Определить место прихвата.

Продолжить спуск колонны.

Строго выполнять план подготовки ствола к спуску

Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).

Не оставлять колонну без движения на длительное время.

Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.

После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН. В случае безрезультатности установки ванн или опасности Использовать устройства и

приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др. Не оставлять на столе ротора различные инструменты. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

### **19.11. Основные требования пожарной безопасности**

1. Не допускается замазученность производственной территории, помещений и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусором и отходами производства.
2. Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки, промывочный раствор разрешается только паром или горячей водой. Не загромождать подходы к установкам и средствам пожаротушения.
3. В рабочих зонах, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, должен быть организован постоянный контроль воздуха. В этих помещениях должны быть установлены стационарные сигнализаторы, сблокированные со звуковой и световой сигнализацией и аварийной вентиляцией. При пребывании персонала внутри помещения принудительная вентиляция должна работать непрерывно.
4. Огневые работы необходимо выполнять в соответствии с «Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на промышленных объектах» и «Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах».
5. При газосварочных работах необходимо принимать меры, исключая возможность попадания масла, нефти и нефтепродуктов на кислородные баллоны, шланги, горелки, ацетиленовый генератор.
6. БУ должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормативами.
7. Электрическое освещение взрывоопасных помещений и наружных установок должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении. В производственных и служебных помещениях, на рабочих площадках должно быть предусмотрено аварийное освещение, обеспечивающее освещенность не менее 10% установленных норм для данного помещения.
8. Помещения и открытые пространства по классу взрывоопасное должны соответствовать требованиям, представленным в таблице 15.1.

### **19.12. Идентификация опасностей**

Идентификация опасностей проводится на предварительном этапе определения степени риска. В процессе ее проведения определяются причины нефтегазопроявлений, выбросов и открытых фонтанов. Результаты идентификации дают возможность построить гистограммы, иллюстрирующие процентные соотношения причин аварий, полнить исходные данные для расчета степени риска и др.

Основной задачей идентификации является выявление (на основе информации о данном объекте, результатов экспертизы и опыта работы подобных систем) и четкое описание всех присутствующих в системе опасностей.

Главная опасность, которую необходимо учитывать на этапе проектирования бурения скважин и их строительства, является открытый фонтан. В процессе идентификации в первую очередь необходимо определить опасности (в дальнейшем будем называть их факторами), которые приводят к возникновению этого нежелательного события.

Можно выделить три группы факторов, приводящих к возникновению открытого фонтана. Первая группа - факторы, характеризующие состояние оборудования. Вторая группа – факторы, связанные с неправильными действиями буровой бригады при строительстве скважин. Третья группа - факторы, связанные с нефтегазопроявлениями.

Система обеспечения безопасности от возникновения открытого фонтана построена таким образом, что последний возможен только при совместном наступлении всех трех

событий, характеризующихся указанными тремя группами факторов. Каждая из рассмотренных групп факторов может быть далее детализирована на факторы являющиеся причинами их появления.

## **20. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ**

1. Отсутствие превенторного оборудования: Не предусмотрено проектом:  $0.00000$ ;  
Не установлено перед началом бурения:  $0.00000$ ;
2. Неисправность превенторного оборудования: Негерметичность плашек превентора:  $0.00060$ ; Отказ системы управления:  $0.00000$ ;
3. Разрушение обсадной колонны:  
Отсутствие контроля за состоянием ОК:  $0.00085$  Отсутствие контроля за давлением в ОК:  $0.00000$
4. Отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах:  $0.00150$
5. Отсутствие или неисправность обратного клапана на обсадных трубах:  $0.00120$

## **21. ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ**

1. Поглощение бурового раствора: Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям: Завышение плотности раствора:  $0.00000$   
Несоответствие других параметров раствора:  $0.00000$
2. Принятие пластового давления без должного обоснования:
3. Недостаточная плотность раствора в скважине:  $0.00000$
4. Недолив скважины:  
При подъеме инструмента:  $0.00000$   
При спуске обсадной колонны:  $0.00000$
5. Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине:  
 $0.02000$   $0.02000$   $0.03000$   $0.01000$   $0.10000$   
 $0.06000$   $0.10000$   $0.05000$

### **ДЕЙСТВИЯ БРИГАДЫ**

Неправильные действия буровой бригады при строительстве скважины  $0.00030$ ;

### **РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА**

Вероятность отказа оборудования:  $0.00379$ ;

Вероятность нефтегазопроявлений:  $0.33289$ ;

Вероятность возникновения открытого фонтана:  $0.00126$ , что соответствует в среднем одному фонтану на тысячу скважин

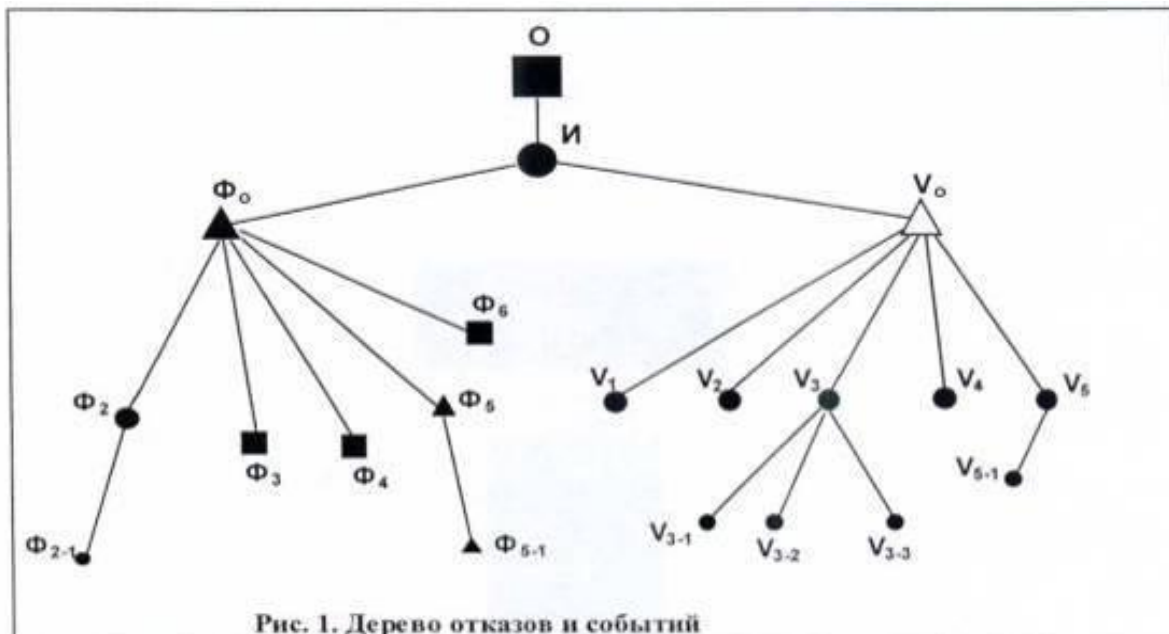


Рис. 1. Дерево отказов и событий

	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0,001260
И	Логическое событие	●	0,001260
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)	▲	0,003790
	Газонефтепроявления	△	0,332890
Φ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0,000000
Φ₁-₁	Не предусмотрено проектом	▲	0,000000
Φ₃-₂	Не установлено перед началом бурения	▲	0,000000
Φ₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0,000500
Φ₂-₁	Негерметичность плашек превентора	●	0,000500
Φ₂-₂	Неисправность системы управления ПВО	●	0,000000
Φ₃	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0,001100
Φ₄	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0,001100
Φ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0,000800
Φ₅-₁	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0,000800
Φ₅-₂	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0,000000
Φ₆	Неправильные действия буровой бригады	■	0,000300
V₁	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0,100000
V₂	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0,010000
V₃	Поглощение бурового раствора	●	0,070000
V₃-₁	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0,020000
V₃-₂	Завышение плотности бурового раствора	●	0,020000
V₃-₃	Несоответствие других параметров раствора	●	0,030000
V₄	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0,050000
V₅	Недолив скважины	●	0,160000
V₅-₁	При подъеме инструмента	●	0,060000
V₅-₂	При спуске обсадной колонны	●	0,100000

Рис. 18.1. Дерево отказов и событий

## **22. ОХРАНА НЕДР.**

### **22.1. Общая задача охраны недр в период поисково-разведочных работ на площади**

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Указом Президента РК, имеющий силу закона «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр». В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия. Учитывая это, требование к технологии бурения поисково-разведочных скважин в пределах блоков и задачи по обеспечению промышленной и экологической безопасности станут приоритетными.

Отсюда становится очевидным, что обеспечение безопасности работ - это сложный и планомерный процесс, который охватывает технические, организационные, экономические и социальные аспекты деятельности буровых работ.

Известно, что уровень причинения вреда окружающей среде и здоровью людей от деятельности предприятия напрямую зависит от качества и технического состояния применяемого оборудования. Современная мировая практика бурения скважин на суше располагает достаточным количеством средств и методик обеспечения безопасности работ. Поэтому при бурении поисково-разведочной скважины, для модернизации буровых установок должно быть принято ряд технических решений, по замене старого оборудования более современным и надежным, переоборудованию и монтажу новых технологических систем, в том числе и систем сбора и хранения отходов производства.

Компания несет полную ответственность за состояние охраны недр на площади в процессе бурения и испытания поисково-разведочных скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательства в области охраны недр несет руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе разведки месторождения предусматривают:

Обеспечение полноты геологического изучения и получения необходимых параметров для достоверной оценки запасов месторождения, предоставленного в недропользование;

Предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;

Соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;

Предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;

Надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;

Надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;

Предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

### **22.2. Охрана недр в процессе разбуривания площади**

При разбуривании площади работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых перетоков и обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью  $\rho = 1,12-1,14 \text{ г/см}^3$ , не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода хим. реагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается использование ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

низкое содержание твердой фазы;

достаточная биоразлагаемость, не засоряющая пласт;

в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоту растворимые карбонатные материалы.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора предусматривается трехступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих размещению в окружающей среде.

Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

Компоненты бурового раствора, используемые при бурении, после сбора и очистки не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов.

Свойства бурового раствора:

- Плотность от 1,12 до 1,14 г/см<sup>3</sup>
- Условная вязкость 35-40 сек
- Водоотдача 5-6 см<sup>3</sup>/30 мин
- Корка 1,0 мм
- рН 8-9
- Песок <2%
- Содержание кислоторастворимой твердой фазы <3-5%

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Превенторная установка представляет собой сборку двухплашечного и одного универсального превенторов. На двухплашечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Конструкция двухплашечного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 350 кгс/см<sup>2</sup>. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 350 кгс/см<sup>2</sup>. Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 350 кгс/см<sup>2</sup> позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный метод».

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры емкостью по 3-4 м, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично

могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химической обработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины. Система обработки и хранения бурового раствора, включает в себя активную емкость.

По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся на полигон.

Полигон является природоохранным сооружением и предназначен для сбора и обеззараживания и захоронения отходов.

При этом обработку отходов на полигоне следует осуществлять таким образом, чтобы они либо совсем уничтожались, либо превращались в нерастворимые в воде остатки, которые можно складировать в карты, до минимума сведя риск загрязнения подземных вод в будущем.

Участок захоронения токсичных отходов представляет собой территорию, предназначенную для размещения специально оборудованных карт (котлованов).

Перечень других отходов, процедуры их обработки и утилизации приведены в табл.7.3. и 7.4. Согласно "Классификации производственных объектов и сооружений для выбора минимальных размеров санитарно-защитных зон" при строительстве объектов по добыче и разведке углеводородного сырья устанавливается санитарно-защитная зона размером не менее 1000м.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности».

Для проведения буровых работ в пределах блоков земельный отвод на одну скважину составит 2,7 га, согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

При монтаже и обустройстве буровой установки для освоения скважины, производственные оборудования и элементы обустройства жилья будут размещены относительно друг друга с учетом "розы ветров" согласно схеме размещения оборудования на территории строительства скважины.

Электросиловые установки (дизели) будут оборудованы местными укрытиями с окнами, с выводом выхлопных труб с учетом направлений ветра.

Склады для хранения кислот и щелочей не предусматриваются, так как они будут завозиться со складов подрядчиков.

На рабочей площадке при монтаже буровой установки будет предусмотрена шумо-вибрационная изоляция от редукторного помещения, силового и насосного блоков и наличие ее будет отражено в акте приемки от подрядчиков.

На сооружениях, не имеющих укрытий от метеорологических воздействий предусматривается присыпка инертным материалом (песок) поверхности пола от наледей и своевременное удаление грязи, смазочных масел, химреагентов, устройство стока.

Опрессовка труб обсадной колонны будет производиться централизованно на базе подрядчика. При необходимости обработки скважины кислотами предусматривается лабораторный контроль за содержанием в воздухе вредных веществ, периодичность и объем исследований будет определен с учетом производственных и геологических условий и согласован с местными органами охраны окружающей среды.

### **22.3. Помещения и пространства**

Класс I

Закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легко воспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможен выход и накопление паров нефти или горючего газа, огороженные подротонные пространства буровых установок.

Зона О (В-1)

Открытые пространства радиусом 1,5м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, отработанный нефтью, нефтяные газы или другие легко воспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легко воспламеняющиеся газы.

Пространство внутри открытых и закрытых технических устройств и емкостей, содержащих

нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества.

Зона О (В-1) Зона О (В-1)

Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.

Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования. Закрытые помещения насосных для сточных вод.

Зона О (В-1) Зона 1 (В-1а) Открытые пространства:

- радиусом 1,5 м от зоны 0 по п.2 и радиусом 3,5 м от зоны 0;
- вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстояниями 3 м во все стороны;
- вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3 м;
- вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.
- Зона 1 (В-1а)
- Зона 2 (В-1 г)

Пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3 м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве. Зона 2 (В-1 г)

#### **22.4. Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления**

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным, в соответствии с требованиями и исходя из горно-геологических условий бурения в пределах поисково-разведочных блоков.

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция, которая может претерпеть некоторые изменения в процессе разбуривания месторождения:

Направление Ø 426 мм × 50 м. спускается для обеспечения сцепления между трубами и породой, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под направление и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

Кондуктор Ø 323,9 мм × 400 м. цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных проявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Техническая колонна Ø 244,5 мм × 1200 м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов мела и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.

Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм спускается на глубину 2500 м с целью поиска и эксплуатаций. Эксплуатационная колонна цементируется до устья. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

С целью предупреждения поглощения бурового раствора, предотвращения загрязнения продуктивных и водоносных горизонтов необходимо:

22.1.1.1. Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважины.

22.1.1.2. Строгое соблюдение проектных параметров и рецептов бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.

22.1.1.3. Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса

геофизических исследований.

22.1.1.4. Обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала.

## 22.5. Контроль окружающей среды

Проведению поисковых работ с целью разведки нефти и газа должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС), предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан»;
- Законом «Об особо охраняемых территориях»
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- Земельный кодекс РК;
- Законом «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- ЗАКОН РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН, О гражданской защите от 11 апреля 2014 года № 188-V ЗРК. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024 г.)

Стратегией развития Республики Казахстан до 2050 года, где большое значение придается охране окружающей среды;

В соответствии с «Экологическим кодексом РК», а также другим действующим законодательством, предусматривается ряд мероприятий, обеспечивающих выполнение установленных требований охраны биологических ресурсов.

При этом:

- все буровые работы должны производиться строго в пределах отведенного участка;
- циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключаяющий его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;
- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специальноотведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ, применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие
- в контейнерах и мешках;
- использовать металлические емкости с общим объемом не менее 100 м<sup>3</sup> для сбора нефти в случаях выброса и при испытании.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

- Выбросы продуктов сгорания топлива в двигателях;
- Шум производственного оборудования на объектах, двигателей, устройств имеханизмов;
- Освещение производственных площадок;
- Выбросы продуктов сгорания при кратковременных испытаниях скважин.

В процессе работ, на всех его стадиях будет осуществляться производственный экологический мониторинг, мониторинг качества окружающей среды и экологический мониторинг при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

- герметизация системы сбора, сепарации, подготовки нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекателями;
- обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;

- организация движения транспорта только по автодорогам;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, атмосферы, почвы, растительности.

Необходимо обеспечивать следующие мероприятия по охране флоры и фауны в границах месторождения:

- защита окружающей воздушной среды;
- защита поверхностных и подземных вод от техногенного воздействия;
- защита птиц от поражения электрическим током, путем применения "холостых" изоляторов;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных.

Контроль за состоянием окружающей среды осуществляется путем динамического наблюдения (мониторинга) по унифицированной методике РД 52.04.186-89 и аналогичным документам. Принцип мониторинга - проведение исследований на представительных участках и контрольных точках по стандартной номенклатуре, включающей исследования:

- атмосферного воздуха;
- сточных вод;
- почвы и грунтов;
- флоры и фауны;
- коррозионной агрессивности атмосферы;
- радиационной обстановки.

Анализ данных исследований позволяет иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду, в том числе на флору.

## 22.6. Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела являются правила Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности (№КР ДСМ-71 от 02 августа 2022г.).

Организация дозиметрической службы. Замеры радиоактивности производятся регулярно как на буровой, так и в ближайших населенных пунктах.

Во время испытания из всех продуктивных и водоносных горизонтов производится отбор проб для отправки на анализ на содержание радионуклидов.

В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных нормами радиационной безопасности работы с радиоактивными веществами Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности (№КР ДСМ-71 от 02 августа 2022г.). то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

При проведении товарных анализов нефти и конденсата, которые выполняются подрядными организациями, должны выдаваться сведения о концентрации радионуклидов, эти данные в дальнейшем используются для организации радиационной безопасности рабочих мест при транспортировке и переработке.

В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбар/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности (№КР ДСМ-71 от 02 августа 2022г.). с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14мкр/час. Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при испытании и опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидемстанцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании должны соответствовать ГН СЭТОРБ (НРБ) и СП СЭТОРБ.

На площади будет организован постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб (особенно НКТ). На возможный случай накопления радиоактивных отходов будет предусмотрено создание пункта сбора и приземного захоронения этих радиоактивных отходов.

## 22.7. Рекультивация земель

По окончании бурения и опробования скважин, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстрого освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

Примечание: биологический этап рекультивации производится после окончания всех геологоразведочных работ и сдаче земли арендодателю.

Классификация взрывоопасных зон помещений и открытых пространств объектов нефтегазового комплекса производится на основании следующих критериев: Зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа. Зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа. Зона 2 - пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее появления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

### **22.8. Противофонтанная и газовая безопасность**

Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводо-проявлений.

Перед вскрытием пласта с возможным флюидопроявлением необходимо провести: - инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтепроявлений проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений; учебную тревогу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;

оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую.

Вскрытие продуктивного пласта должно производиться после проверки и установления готовности буровой к проведению этих работ комиссией под представительством главного инженера бурового предприятия с участием представителей военизированного отряда и территориальных органов Департамента по промышленной безопасности. В процессе вскрытия продуктивного пласта и испытания скважины на буровой должен находиться представитель противофонтанной службы.

По результатам проверки составляется акт готовности и военизированным отрядом выдается письменное разрешение на вскрытие и бурение продуктивного пласта.

Запрещается углубление скважины после крепления кондуктора 244,5мм без составления акта готовности и без письменного разрешения АСС.

Рабочие буровой бригады должны быть обучены методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважины и её глушению, правилам эксплуатации ПВО, использованию средств индивидуальной защиты, оказанию до врачебной помощи.

Обучение рабочих буровой бригады производится инженерно-техническими работниками бурового предприятия по программе, утвержденной главным инженером с проверкой знаний комиссией бурового предприятия при участии представителя военизированного отряда.

К работам на скважинах с возможными газонефтепроявлениями допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» в специализированных учебных центрах (комбинатах), имеющих соответствующую лицензию. Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводятся не реже одного раза в 3 года.

Признаки раннего обнаружения газонефтеводопроявлений (ГНВП). Прямые признаки в процессе углубления:

- увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях;
  - увеличение относительной скорости выходящего потока бурового раствора при постоянной производительности насоса;
  - повышение газосодержания бурового раствора;
  - перелив бурового раствора при остановленном насосе;
  - уменьшение плотности выходящего из скважины бурового раствора.
- Косвенные признаки в процессе углубления:
- увеличение механической скорости проходки;

- снижение давления в буровом насосе;
- увеличение содержания сульфидов в буровом растворе;
- изменение крутящего момента на роторе;
- поглощение бурового раствора;
- изменение конфигурации и количества шлама на виброситах;
- изменение температуры и реологии бурового раствора.

Признаки раннего обнаружения ГНВП при СПО устанавливаются по изменению величины доливаемого или вытесняемого бурового раствора:

- увеличение против расчетного объема вытесняемого бурового раствора при спуске бурильной колонны;
- уменьшение против расчетного объема доливаемого бурового раствора при подъеме бурильной колонны.

Признаки раннего обнаружения ГНВП при полностью поднятой из скважины бурильной колонне и длительных остановках:

- перелив бурового раствора из скважины;
- увеличение давления на устье загерметизированной скважины;
- падение уровня бурового раствора (поглощение как косвенный признак).

Ниже в таблице приведен перечень показателей, по которому можно получить исходную информацию (прямые и косвенные признаки) по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений.

Для измерения параметров, характеризующих прямые и косвенные признаки газонефтеводопроявления, на буровой установлена станция ГТК.

Факт начала проявления в процессе углубления или промывки скважины фиксируется по следующему порядку признаков в зависимости от начальной его интенсивности.

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

- А) изменение давления на стояке или увеличение механической скорости проходки;
- В) повышение скорости (расхода) выходящего потока бурового раствора;
- С) увеличение объема бурового раствора в приемной емкости. Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

А) увеличение механической скорости или крутящего момента;

Б) повышение объема бурового раствора в приемной емкости. Третье сочетание признаков (слабое проявление):

А) снижение плотности бурового раствора;

Б) увеличение содержания газа, воды и нефти в буровом растворе.

При обнаружении этих признаков (одного или нескольких) необходимо усилить контроль за показаниями приборов с целью выявления прямых признаков, подтверждающих наличие или отсутствие газонефтеводопроявлений.

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

## 22.9. Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

Плотность бурового раствора выбирается по интервально в соответствии с «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

При вскрытии высоконапорных горизонтов необходимо проверить возможное поступление воды, нефти, газа в скважину из пласта. Для этого следует произвести контрольный подъем инструмента на 200-300м от забоя в башмак колонны или безопасную от прихвата зону, сделать технологическую остановку на 6-8 часов и промыть скважину в течение цикла. После этого спустить инструмент до забоя, промыть скважину по циклу с регистрацией параметров бурового раствора. При отсутствии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора можно произвести подъем инструмента. При наличии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора дальнейшие работы на скважине производятся по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия. При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасной от прихвата.

Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками, интервалы которых устанавливаются в зависимости от интенсивности разгазирования руководством бурового предприятия и записываются начальником (мастером) буровой в вахтовом журнале. Работы по допуску инструмента проводятся по плану, утвержденному руководством бурового предприятия при непосредственном контроле со стороны ответственного ИТР. До поступления такого плана вахта действует согласно типовому расчету, согласованному с территориальных подразделений уполномоченного органа в области промышленной безопасности, имеющемуся на каждой буровой. Перед

подъемом инструмента после обработки долота или проведения других технологических операций промыть скважину в течение одного цикла. Если параметры бурового раствора отличаются от предусмотренных ГТН, а также при различии параметров входящего и выходящего растворов, продолжить промывку до приведения раствора в соответствие с требованиями ГТН и выравнивания его параметров.

Замер параметров бурового раствора производится непрерывно станцией контроля процесса бурения (ГТК). При вскрытии и бурении продуктивной толщи плотность бурового раствора должна замеряться через 5 мин до и после дегазатора. Результаты замеров заносятся в журнал.

#### ***Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении***

Бурение нефтегазонасыщенных коллекторов осуществляется с использованием двух шаровых кранов и двух обратных клапанов. Один шаровой клапан устанавливается между рабочей трубой и предохранительным переводником, второй является резервным.

При обнаружении увеличения объема раствора в приемных емкостях на 1 м<sup>3</sup> бурение прекратить. Инструмент приподнять над забоем, остановить буровой насос, скважину загерметизировать. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве, проверено движение раствора из скважины. Объявить общую тревогу «Аварийная готовность». Начальник буровой обязан сообщить о случившемся руководству организации и организовать наблюдение за возможным грифообразованием. В течение 10 минут исследовать состояние скважины, выяснить причину увеличения объема в приемных емкостях, определить параметры ГНВП, давление в бурильной колонне и затрубном пространстве, объем притока раствора. Приступить к подготовке для ликвидации ГНВП под руководством ответственного ИТР по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия и на основе карты глушения. При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину. При увеличении газосодержания в буровом растворе выше 5% по объему бурение

прекратить, приступить к дегазации бурового раствора, довести раствор до требуемых параметров и продолжить углубление.

При изменении скорости потока выходящего бурового раствора определить увеличение объема раствора в приемных емкостях.

К подъему буровой колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии газонефтеводопроявления, разрешается приступать только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска буровой колонны.

Спуск колонны буровых труб осуществляется при непосредственном контроле объема вытесняемого раствора. При отсутствии уровня скважину доливают, тщательно контролируя объем доливаемой жидкости. При отклонении в объеме доливаемого раствора в сторону уменьшения на 0,5 м<sup>3</sup> спуск колонны должен быть прекращен. Установить причину отклонения согласно признакам раннего обнаружения ГНВП. При обнаружении ГНВП приступить к его ликвидации. При наличии явления кольматации продолжить спуск.

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;

- запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный дизельгенератор) для привода в действие основных пожарных насосов в целях создания водяного орошения вышки, аварийного устья и приустьевой зоны, а также орошения струй фонтана и создания водяных завес между жилым поселком и скважиной, другими бурящимися и добывающими скважинами, определить загазованность помещений жилого и технологического блоков, путей эвакуации, подготовить индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

Порядок герметизации скважины при бурении:

- остановить вращение привода (ротора);
- поднять долото над на 0,7 м;
- зафиксировать тормоз буровой лебедки;
- остановить насос без открытия ДЗУ;
- открыть гидроуправляемую задвижку крестовины превентора на линии, ведущей к открытому дросселю;
- закрыть универсальный превентор;
- закрыть задвижку перед дросселем.

Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 0,02 г/см<sup>3</sup> от установленной проектом величины.

Блок ПВО должен быть предварительно испытан на БУ на рабочее давление. На устье скважины блок ПВО, манифольд и колонная головка должны быть опрессованы на рабочее давление с использованием опрессовочной пробки. Испытание ПВО на герметичность следует проводить:

после его монтажа на устье и спуска обсадных колонн на рабочее давление;

перед вскрытием продуктивного горизонта и после каждого соединения и отсоединения секций направляющей от блока превенторов на ожидаемое устьевое давление в соответствии с табл. 10.3.1. Опрессовку следует проводить в присутствии представителя ВЧ. Результаты опрессовки оформляются актом.

Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:

до вскрытия продуктивного горизонта -плащечный превентор 1 раз в неделю, универсальный

- 1 раз в месяц;

при разбуривании продуктивного горизонта -плащечный превентор 2 раза в неделю, универсальный - 2 раза в месяц.

## **23. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ**

Изменение финансирования, пересмотр политики на взаимоотношения между структурными единицами и многие другие изменения требуют определить концепции риска – как функции вероятности события. Контроль, как со стороны работодателя, так и производителя, необходим для предотвращения и страхования возможных убытков, банкротств и ответственности за экологические последствия аварий, в т.ч. с оборудованием, нанесших большой материальный ущерб.

Примерами аварий можно обосновать необходимость финансирования риска и его изучение для прогнозирования предотвращения убытков.

Заложенная технология строительства скважин соответствует требованиям «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

### **23.1. Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины**

Анализ риска — это часть системного подхода к принятию технико-технологических, экономических и других решений и практических мер, которые должны быть отражены в проектах на строительство скважин, с целью предупредить или уменьшить опасность промышленных аварий для жизни человека, ущерба имуществу предприятия и окружающей среде, называемого обеспечением промышленной безопасности.

Обеспечение промышленной безопасности включает в себя сбор и анализ информации обо всех случаях нарушений, связанных со строительством скважин. Анализ информации позволяет определить и заложить в проект меры по контролю и недопущению причинения ущерба кому-либо или чему-либо.

Основная задача анализа риска заключается в предоставлении объективной информации о состоянии:

трудовой дисциплины в предприятии; производственного объекта (буровой); обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нестандартных ситуациях; проведение организационно-технических мероприятий и др. При строительстве скважин основные причины риска, следующие:

травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;

- нефтегазопроявление с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;
- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ недостатков при строительстве скважин, позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения. Разработка экологического обоснования «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) к рабочим проектам на строительство скважин учитывает особенности окружающей среды, природного и растительного мира, позволяет более рационально разместить оборудование. Проект ОВОС проходит согласование в местных органах по охране окружающей среды.

### **23.2. Определение степени риска строительства скважины**

В нефтяной и газовой промышленности наиболее сложными и опасными являются аварии с открытыми фонтанами при строительстве и эксплуатации скважин.

В результате этих аварий наносится огромный материальный ущерб. Начавшаяся в виде проявлений аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей. Аварии, переходящие в катастрофы, отрицательно сказываются на окружающей среде, деятельности близлежащих промышленных объектов. Особенно опасны выбросы и открытые фонтаны на нефтяных и газовых месторождениях с наличием сероводорода, а также на месторождениях континентального шельфа.

Количественная оценка безопасности бурения скважин связана с определением степени риска. Под степенью риска понимается вероятность возникновения открытого фонтана, полученная на стадии проектирования и строительства.

Метод основан на построении логико-вероятностной расчетной схемы, графическая интерпретация которой соответствует дереву, в вершине которого лежит нежелательное событие (далее по тексту головное).

Вероятность такого события необходимо определить, зная вероятности базовых событий (событий нижнего уровня, дальше которого детализация не производится). В качестве головного события обычно выбирается событие, имеющее наибольшую опасность для окружающей среды. Таким головным событием является открытый фонтан. Между головным и базовыми событиями имеются промежуточные. Взаимосвязь между событиями устанавливается с помощью логических связей - "И", "ИЛИ" и др. Метод предполагает знание вероятности базовых событий и логические связи между ними. Кроме того необходимо знание зависимости базовых событий. В случае зависимости базовых событий рассматривают комбинации первичных базовых событий приводящих к головному. При независимости базовых событий применяется метод прямого аналитического решения, которое позволяет поэтапно анализировать события, кроме того, предоставляется возможность определить:

а) "слабые узлы" и "узкие места" с точки зрения безопасности; б) наиболее опасные пути развития аварий.

### **23.3. Анализ видов и последствий отказов.**

Этот вид анализа применяется для качественной оценки безопасности технических систем. В нашем случае, при строительстве скважин, рассмотрены три основных вида отказа, при которых может быть нанесен ущерб: персоналу, населению, окружающей среде, оборудованию.

Критерии отказов по тяжести последствий:

Первый - катастрофический - приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и невозможный ущерб окружающей среде;

Второй - критический (некритический) - угрожает (не угрожает) жизни людей, потере объекта, окружающей среде;

Третий - с пренебрежимо малыми последствиями - не относящимися по своим последствиям ни к одной из первых двух категорий.

Категории отказов (степень риска отказов):

А - обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

В - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

С - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности; D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Матрица «вероятность - тяжесть последствий»

Таблица 23.1 Категория опасности

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофический отказ	Критический отказ	Некритический отказ	отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ > 1	A	A	A	C
Вероятный отказ МО-2	A	A	B	C
Возможный отказ 10 <sup>2</sup> -ю-4	A	B	B	C
Редкий отказю-4-] 0'6	A	B	C	д
Невероятный отказ < 10 <sup>6</sup>	B	C	с	д

На основе анализа, в таблице 19.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций (в целом по нефтегазовой отрасли):

Таблица 23.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций

Вид аварии	Вероятность
	Поисковое, Эксплуатационное бурение
1. Поломка бурильных труб	0,022
2. Аварии с долотом	0,04
3. Падение в скважину посторонних предметов	0,005
4. Прихват бурильных колонн	0,06
5. Неудачный цементаж	0,0001
6. Прихват обсадных труб	0,001
7. Поломка забойных двигателей	0,001
8. Прочие виды аварий	0,002

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций па скважине определяется по формуле:

$$P_{ав} = P_t \times N_{скв} \times L/1000,$$

где:  $P_t$  - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;

$N_{скв}$  - количество скважин с данной аварией;

$L$  - проектная глубина скважины с данной аварией.

Цикл строительства скважины состоит из многих этапов.

Первый этап - проектирование, второй - строительство, третий - освоение.

Первый этап - проектирование. Здесь целью риск-анализа может быть:

Выявление опасностей и количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, материальные объекты, окружающую природную среду.

Обеспечение информацией по разработке инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, планов ликвидации при ГНВП, противопожарные мероприятия, действия членов вахты в аварийной ситуации.

**Второй этап - строительство скважины.** Здесь целью риск-анализа может быть сравнение геологического разреза ранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.

**Третий этап - освоение скважины или вызов притока.** Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий.

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

#### ***На первом этапе проектирования***

С целью обеспечения соответствия строительства скважин утвержденным проектам проводится авторский надзор. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется геологической информации в процессе бурения, производства ГИС, вскрытия и испытания промышленных и перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин.

Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении опорно-технологических и поисково-разведочных скважин, обеспечивать охрану недр, окружающей среды надежность скважины на стадии строительства и в процессе эксплуатации.

При полном выполнении требований проекта, аварийных ситуаций возникнуть не должно.

#### ***На этапе строительства.***

Риск в основном связан с человеческим фактором, связан с халатностью, различными нарушениями техники безопасности и технологии проводки скважины со стороны исполнителя. Для исключения риска при бурении скважин упор делается на решение организационно-технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- сдача экзаменов по профессии и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях. За этими организационными причинами осуществляется контроль:
- администрацией бурового предприятия;
- круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине; Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, производство ИПТ, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация,
- вызов притока и др.)

К техническим мероприятиям относятся:

- проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- опрессовка бурильных и обсадных колонн;
- испытание вышки;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
- применение высококачественных материалов и химреагентов; применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов. Превентеров, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ.
- вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением между вскрытием объекта и его испытанием.

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказанием, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;

обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему; отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Рассмотренные мероприятия позволяет исключить фактор отказа. Тем не менее, рекомендуется проводить анализ риска и принятие мер безопасности.

На этапе освоения.

При анализе степени риска на этапе освоения следует учитывать наличие конкретных проверенных данных по скважине. Поэтому, критерии приемлемого риска здесь определены до начала проведения работ, т.е. сделан предварительный анализ, который дает возможность определить, какой технологический этап требует более серьезного анализа и какие представляют наибольший интерес с точки зрения безопасности. Перечень нежелательных примеров, приводящих к аварии, здесь незначителен, поэтому серьезный анализ не делается ввиду малой опасности.

Заключение

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта полностью, можно считать, что геологический разрез изучен достаточно полно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ не ожидается встреча с какими-либо аномальными явлениями. В течение последних 10 лет ежегодно геолого-технические службы рассматривают реальные геологические условия месторождений, на которых ведутся работы по бурению скважин с целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

## **24. АВТОРСКИЙ НАДЗОР ЗА РЕАЛИЗАЦИЕЙ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РАЗВЕДКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ**

- Авторский надзор за реализацией проектных решений при разведке углеводородов ведет привлекаемая проектная организация, составившая проект разведочных работ.
- В случае необходимости замены ранее привлеченной недропользователем проектной организации на иную при проведении авторского надзора такая замена допускается с согласия автора проектного документа.
- Корректировка проектных показателей осуществляется в рамках авторского надзора за реализацией проектных решений при разведке углеводородов в следующих случаях:
  - 1) изменения графика бурения без уменьшения количества независимых проектируемых скважин, предусмотренного в базовом проектном документе;
  - 2) корректировки местоположения проектируемых скважин;
  - 3) изменения видов и объемов исследовательских работ;
  - 4) корректировки объектов испытания и их количества в пробуренных и проектируемых поисковых и оценочных скважинах.
- Корректировка проектных показателей при авторском надзоре оформляется совместным протоколом между недропользователем и автором проекта.
- При составлении отчета по авторскому надзору используется информация, полученная при проведении работ, а результаты оформляются в виде информационного отчета.
- В информационном отчете по авторскому надзору отражаются следующие положения:
  - 1) соответствие фактически достигнутых значений технологических параметров проектным значениям;
  - 2) причины расхождений между фактическими и проектными показателями и (или) невыполнения проектных решений;
  - 3) рекомендации по достижению проектных решений и устранению недостатков, выявленных при проведении разведочных работ.
- Отчет по авторскому надзору составляется в соответствии с нормативно-технической документацией по составлению авторских надзоров за реализацией базовых проектных документов, разрабатываемой и утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов.
- Отчет по авторскому надзору за реализацией проектных решений при разведке углеводородов не подлежит государственной экспертизе базовых проектных документов и направляется недропользователем в уполномоченный орган в области углеводородов в уведомительном порядке в электронном виде.

## 25. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ

№	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	№ 355 от 30 декабря 2014 года
2	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр»	Приказ МНЭ РК, Астана, от 15.06.2018 г. №239
3	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции ГОСТ 13846-2003	Межотраслевой стандарт, Минск, 2009г.
4	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.06.2025 г.)	Астана, от 11.04.2014 г. №188-V ЗРК
5	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.05.2024 г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
6	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
7	Экологический кодекс Республики Казахстан	Астана, от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК
8	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (с изменениями и дополнениями по состоянию на 16. 02.2024 г.)	Астана, от 22.05.18 гМЭ РК №200
9	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.04.2024 г.)	Астана, от 9 июля 2003 г №481-II
10	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.05.2024 г.)	Астана, от 07.07.2020 года №360-VI ЗРК
11	Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности"	от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ -13
12	Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности	от 02.08.2022 г. № ҚР ДСМ-71

1	2	3
13	Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека"	от 11.01.2022г. № ҚР ДСМ-2
14	Правил организации сбора, хранения и захоронения радиоактивных отходов и отработавшего ядерного топлива	от 08.02.16 г. № 39
15	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения»	от 03.08.2021 года № ДСМ-72
16	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»	20.02.2023года № 26
17	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления»	от 25.12.2020 года №ҚР ДСМ-331/2020
18	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»	от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ - 49.
<b>Справочная литература</b>		
19	Инструкцией по составлению технического проекта на строительство скважин на нефть и газ	№ 45 от 2.02.2005г.
20	Инструкция по ТБ при исследованиях скважин и испытании пластов РД-08-41-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
21	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин РД 39-7/10001-89.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989г.
22	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	Куйбышев, 1977г.
23	Инструкция по эксплуатации насосно – компрессорных труб РЛ 39-0147014-217-86.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987г.
24	Инструкция по эксплуатации бурильных труб РД 39-013-90.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990г
25	Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску скважину РД 39-2-132-78.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980г.
26	Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин РД 390147009-516-86.	Краснодар ВНИИКнефть, 1981г.
27	Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК	Алматы, 2002г
28	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94	Алматы, МНП РК, 1995г.
29	Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94	Алматы, МНП РК, 1994г.

1	2	3
30	Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД 08-46-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
31	Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД 08-44-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
32	Первичные действия членов буровой вахты при возникновении ГНВП	Москва, НИИтруда, 1987г.
33	Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин	Приказ МООС от 03.05.12г. № 129-Ө
34	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна	Москва, Недра, 1976г.
35	Трубы обсадные и муфты к ним ГОСТ 632-80	Москва, Госстандарт, 1982г.
36	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова	Москва, Недра, 1981г.
37	Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В. И. Мищевича.	Москва, Недра, 1976г.
38	Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин	Москва, Недра, 2000г.
39	Справочник по гидравлическим расчетам в бурении» Б.И. Мительман	Москва, Недра, 1963г.
40	Справочник инженера по бурению, т. II под редакцией В.И. Мищевича.	Москва, Недра, 1978г.
41	Спутник буровика. К.В. Иогансен	Москва, Недра, 1986г.
42	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые	Москва, 2000г.
43	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин	Москва, НИИтруда, 1987г.
44	Дополнение к РД (390148052-537-87). Раздел 3. «Охрана окружающей природной среды». Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ	Москва, ВНИИБТ, 1990г.

## **26. РАЗДЕЛ II ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА**

## 1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 - Водоснабжение

<b>Наименование</b>	<b>Вид источника воды, связи, стройматериалы</b>	<b>Расстояние от источника до буровой, км</b>	<b>Характеристика</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Водоснабжение: вода для технических нужд	из с. Карауылгельды, с. Миялы, г. Кульсары	130-150км	АЦН
хозбытовых нужд и питьевая вода	с. Миялы, с. Оймауыт	20-25км	АЦН

## 2. СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 - Электроснабжения

Количество потребляемой электроэнергии, кВт. час	Заявленная мощность, кВт. час		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	Системы электроснабжения буровой	трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанция и т.д.)	Расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	Подземный (подводный) кабель, кВ	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
<p>Таблица информации не несёт, так как источником энергии являются двигатели внутреннего сгорания:</p> <p>1. Дизельный двигатель CAT C-18 - 386 кВт, (2 шт.) (силовой двигатель)</p> <p>2. Дизельный двигатель CAT C-18 - 386 кВт, (2 шт.) (насос)</p> <p>3. Дизельный двигатель «Volvo TAD GE» N - 398 кВт, (1 шт.) (освещение)</p> <p>4. Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъёмник УПА-60/80), N=238 кВт - 1 комплект.</p> <p>5. Дизель- генератор (мощностью 100 кВт) при освещении (1шт)</p>							

**Линии электропередач:** Распределение электроэнергии осуществляется по кабельным линиям.

Таблица 2.2 - Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
всего	в том числе			наименование	расстояние до буровой, км
	топлива	масла			
1	2	3	4	5	6
1622,9	1618,8 ГОСТ 305-82 Дизельное топливо	4,1 Моторное масло	238,2	г. Кульсары	130

### 3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 4.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты		Расстояние, км	Вид транспорта	Периодичность смены вахт
отправления	назначения			
п. Карауылкельди	WPC-2	150	автобус	1 раз в 15 дней

## **ПРИЛОЖЕНИЕ**

*Приложение №1*  
к Договору № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ г.

**Утверждаю:**  
**Генеральный директор**  
**ТОО «West Precaspian Company»**  
\_\_\_\_\_  
**Маженов А.А.**  
« \_\_\_\_\_ » « \_\_\_\_\_ » 2025г.

### **ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

на разработку и согласование в государственных органах Республики Казахстан «Технический проект на строительство поисково-разведочной скважины глубиной 2500м, включая проектные документации по экологии и получение экологического разрешения на воздействие для объектов намечаемой деятельности согласно Контракту №5087-УВС от 22.08.2022г.

Основание для проектирования:

Контракт: №5087 от 22.08.2022 года на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Шункырколь.

Геологический отвод рег.№491 от 05.08.2022г., выданный РГУ «Комитетом геологии...».

Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке недр...

Проект ликвидации последствий разведки углеводородов.

Основные исходные данные:

Государство, область, район строительства скважины: Республика Казахстан, Актюбинская область, Байганинский район.

Номер проектной скважины: WPC-2.

Назначение скважины: поисково-разведочная.

Вид скважины: вертикальная.

Проектная глубина (м): 2500м (+/-250м).

Проектный горизонт: Пермтриас, РТ.

Геологические условия проводки скважин

В тектоническом отношении участок относится к юго-восточной части Прикаспийской впадины. Геологическое строение на участке проектируемых работ является достаточно изученным. Исходя из опыта бурения на соседних месторождениях, могут быть различные осложнения при технологических процессах, вызванные горно-геологическими условиями (таблицы 3.1 и 3.2).

Таблица 3.1. – Геологические условия проводки скважины

Интервалы разреза с различ. геолого-технич. условиями, м			Страт. приуроченность	Литологические особенности характера разреза	Категории пород		Градиент пласт. давления, кгс/см <sup>2</sup> на м	Температуры, °С	Углы и направления падения пластов
от (вер)	до (низ)	толщ			по твердости	по абразив			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	400	400	Q+K <sub>1</sub>	Песчаники, пески, глины	Мягкие	II-III	0,094	15	1,05
400	750	350	K <sub>2</sub>	Глины, пески, песчаники	Мягкие	II-III	0,103	19	1,07
750	1140	390	J	Аргиллиты, глины, пески, песчаники	Средняя	V-VI	0,104	34	1,01
1140	1830	690	T <sub>1</sub>	полимиктовые песчаники, разнозернистые пески, крепкие конгломераты и аргиллитово известковистые.	Средняя	V-VI	0,105	34	1,01
1830	2500	670	P	Песчаники полимиктовые, алевроиты известковистые, глины массивные, комковатые с повышенным содерж. карбонатов	Средняя	V-VI	0,106	54	1,15

Таблица 3.2. - Ожидаемые осложнения при бурении

№№ п/п	Инт. глубин	Возраст пород	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	0-750	K	Поглощения бурового раствора, обвалы стенок скважины, сальникообразование	Рыхлые, слабосцементированные породы и водоносные породы
2	1200-1800	T <sub>1</sub>	Обвал, прихват инструментов, Нефтегазопроявления	При изменении бурового раствора против проектных
3	1800-2350	P	Нефтегазопроявления	

### 1. Буровое оборудование при строительстве скважины:

- 4.1. Тип буровой установки: станок типа ZJ-40 или либо аналогичные установки.
- 4.2. Установка для последующих испытаний объектов: Мобильная установка УПА-60/80 или аналог.
- 4.3. Вид монтажа: первичный и далее перемонтаж.
- 4.4. Подготовка трассы к перетаскиванию: нет

4.5. Электро и теплоснабжение: автономное, за счет дизель-электростанции.

4.6. Техническое водоснабжение: поверхностные воды.

## 2. Конструкция скважины:

Название колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска, м			
			По вертикали		По стволу	
	скважины	колонны	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Направление	490	426	0	50	0	50
Кондуктор	393,7	324	0	400	0	400
Тех. колонна	295,3	244,5	0	1200	0	1200
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	0	2500	0	2500 (+/-250)

\* - допускается изменения в соответствии с геолого-геофизическими данными.

## 6. Вскрытие продуктивных пластов и освоение скважины

Испытание скважины – временная эксплуатация скважины в исследовательских целях в период разведки и доразведки участка.

При выделении в разрезе поисковых или оценочных скважин продуктивных пластов (объектов испытания в скважине), испытание объектов в скважине производится на срок, установленный проектом разведочных работ. Допускается испытание каждого продуктивного пласта (объекта испытания в скважине) на срок, не превышающий 90 (девяносто) дней для каждого объекта испытания с проведением комплекса промыслово-геологических и гидродинамических исследований.

Испытания продуктивных горизонтов уточняются после интерпретации материалов ГИС.

При получении из продуктивного горизонта фонтанных притоков нефти, испытание проводится на 3-х режимах, с проведением всех исследовательских работ, отбором глубинной и поверхностной проб нефти.

Таблица 6.1 – Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне

№№ объекта	Интервалы объектов испытания, м	Геологический возраст,	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Объект фонтанир., нефратир.	Способ вскрытия, кол-во отверстий на 1 пог. м	Плотность промысловочной жидкости, г/см <sup>3</sup>	Метод вызова притока, количество режимов исследования	Метод интенсификации притока	Интервал установки цементного моста, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
WPC-2	2000-2050	P <sub>2</sub>	нефть	Фонтан	16	1,14-1,16	3	Смена бур. раствора на тех. воду по ГИС	
	1750-1800	T <sub>1</sub>	нефть	Фонтан	16	1,14-1,16	3		

## 7. Раздел охрана окружающей среды

1. Технический проект должен предусматривать работы по рекультивации нарушенных земель.

- до начала строительства скважины: снятие плодородного слоя и укладка в валы по углам отвода.
- после окончания строительства скважины: техническая рекультивация (сбор металлолома, остатков материалов, с вывозом на специализированную площадку подрядной

организации), снятие загрязненного грунта (при наличии) с вывозом его на специализированную площадку.

2. Система сбора отходов бурения, производственных и бытовых отходов: безамбарное, сбор жидких и твердых отходов бурения в емкости с последующим вывозом на специализированный полигон.

При подсчете объема бурового шлама применять коэффициент 2,7, учитывающий разуплотнение выбуренной породы.

3. Устройство дренажа под буровым оборудованием: устройство стоков в шахту с последующей откачкой жидкости в емкости. Гидроизоляция синтетической пленкой под выщечным блоком, блоком приготовления раствора, буровыми насосами, блоком ГСМ, сбор ливневых вод. При расчете расхода воды, предусмотреть расход на технические нужды воды, используемой для обмыва технологического оборудования с последующим водоотведением и вывозом производственных сточных вод.

4. Система сбора пластового флюида (нефть, газоконденсат): в металлические емкости с последующим вывозом. Пластовый газ, полученный при испытании скважины, сжигается на факеле с использованием устройства для дожига газа.

5. Прогнозируемое содержание (%) сероводорода в вскрываемых пластах.

6. При проведении скрининга воздействий намечаемой деятельности предусмотреть предельные количественные и качественные показатели эмиссий, физических воздействий на природную среду; предельное количество накопления отходов по их видам.

7. Разработка всех документов, необходимых для оформления разрешения на воздействие в соответствии со ст. 122 Экологического кодекса РК:

1) в отношении намечаемой деятельности – проектная документация по строительству и (или) эксплуатации объектов I или II категории;

2) заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду либо заключение о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности, содержащее вывод об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду;

3) по видам деятельности, не подлежащим обязательной оценке воздействия на окружающую среду, материалы экологической оценки по упрощенному порядку;

4) проект нормативов эмиссий;

5) проект программы управления отходами;

6) проект программы производственного экологического контроля;

7) проект плана мероприятий по охране окружающей среды на период действия экологического разрешения на воздействие.

8. Проведение общественных слушаний в соответствии с требованиями Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года №286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний», а именно:

8.1. С распространением объявления о проведении общественных слушаний не ранее двадцати рабочих дней с даты размещения объявления о проведении общественных слушаний в средствах массовой информации, в том числе:

1) в средствах массовой информации, в том числе, не менее чем в одном периодическом печатном издании (газета) и посредством не менее чем одного теле- или радиоканала, распространяемых и/или расположенных на территории всех соответствующих административно-территориальных единиц (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного и районного значения, сел, поселков, сельских округов), полностью или частично затрагиваемых воздействием намечаемой деятельности;

2) в местах, доступных для заинтересованной общественности, в произвольной форме с указанием наименования проекта, даты, места и времени проведения общественных слушаний и ссылки на Портал.

В дополнение, для информирования заинтересованной общественности допускается использование иных способов информирования, не запрещенных законодательством Республики Казахстан.

Объявление должно соответствовать Приложению 1 к Правилам проведения общественных слушаний.

8.2. Подготовить доклад, презентацию на казахском и русском языках. Обеспечить демонстрацию, в том числе и электронную, презентации проекта заинтересованной общественности, видео- и аудиозапись всего хода общественных слушаний с начала регистрации до закрытия общественных слушаний с подведением итогов общественных слушаний. При возникновении технических неполадок в процессе видео- аудиозаписи открытое собрание и видеоконференцсвязь приостанавливаются и возобновляются со времени восстановления возможности видео- аудиозаписи. О перерыве в видео- и аудиозаписи вносится отметка в протоколе слушаний.

8.3. В случае необходимости подготовить образец ведения слушаний для председателя общественных слушаний и раздаточный материал презентации проекта для заинтересованной общественности.

8.4. Обеспечить регистрацию заинтересованной общественности.

8.5. Подготовка протокола общественных слушаний, сбор подписи председателем и секретарем общественных слушаний с размещением материалов общественных слушаний на портале уполномоченного органа.

9. Оформление заявления на получение разрешения на воздействие, размещение документов в соответствии с требованиями статьи 122 Экологического кодекса Республики Казахстан на портале [www.elicense.kz](http://www.elicense.kz), с последующим сопровождением размещаемых материалов при рассмотрении Департаментом экологии.

10. После выдачи Департаментом экологии разрешения на воздействие, сопровождать разработанную документацию в течение всего периода её действия, включая вопросы, касающиеся расчетной части и ведения мониторинга по согласованному проекту.

11. Количество экземпляров проектной документации, передаваемой Заказчику:  
Электронную версию документов предоставить на флэш карте, содержащим:

- 1) проект РООС;
- 2) проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ;
- 3) архив программы «Эра»;
- 4) программа управления отходами;
- 5) программа производственного экологического контроля;
- 6) план мероприятий по охране окружающей среды;
- 7) расчеты нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в Excel.

Виды отходов (но не ограничиваясь):

- Буровые отходы (буровой шлам; отработанный буровой раствор; буровые сточные воды).
- Отходы обратной промывки скважин.
- Химические реагенты, химические материалы с истекшим сроком годности.
- Отработанные масла.
- Отработанные масляные фильтры.
- Промасленная ветошь.
- Остатки изоляционного материала.
- Изношенная защитная одежда и другие средства индивидуальной защиты.
- Использованная тара из-под масел, химических реагентов.
- Использованная тара из-под ЛКМ.
- Строительные отходы.
- Металлолом.
- Пустая бочкотара.
- Огарки сварочных электродов.
- Твердые бытовые отходы (ТБО).
- Пищевые отходы.

## **8. Проект должен соответствовать:**

- 1) Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр;
- 2) Инструкциям о порядке разработки, согласования, утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86);
- 3) Методическим рекомендациям по разработке проектной документации на бурение (*строительство*) скважин на нефть и газ, г. Астана, 2023г.;
- 4) Требованиям промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли (*с изменениями и дополнениями от 24.01.2013 г.*);
- 5) Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности;
- 6) В проекте оборудование и работы учитывать в строгом соответствии с «Требованиями промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли». (*Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года №355. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 13 февраля 2015 года №10250*);
- 7) Экологическому кодексу РК.

## **9. Обязанности Исполнителя**

- а) Выполнить работы качественно. В случае несоответствия выполненной работы, самостоятельно и за свой счет устранить несоответствие, если выявленное несоответствие возникло по его вине.
- б) Исполнитель выполняет работы при помощи своего персонала, материалов и оборудования.
- в) Исполнитель несет полную ответственность за выполнение работ принципов и задач, направленных на соблюдение требования по ТБ, ОТ и ООС.
- г) После получения всех согласований и заключений с Государственными органами, проект будет считаться завершенным.
- д) Проект предоставляется Заказчику в аналоговом варианте (переплет) в 3 экземплярах и цифровом варианте USB-накопитель в 2-х экз.

## **10. Требования к потенциальному поставщику работы/услуги**

Наличие государственной лицензии на проектирование (технологическое) горных производств.

Наличие государственной лицензии на проектирование (разработка комплексной технической, конструкторско-технологической документации, содержащей технико-экономическое обоснование, расчеты, чертежи, макеты, сметы...).

Наличие государственной лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.

## **11. Сроки выполнения работ:**

11.1. Срок разработки рабочего Проекта – 40 (сорок) дней, с момента подписания договора, предоставления всех необходимых для проектирования исходных данных, получения аванса.

11.2. Срок согласования рабочего проекта ОВОС в государственных контролирующих органах – в соответствии с законодательством РК.

**ТОО «WEST PRECASPIAN COMPANY»**

**ТОО «GALS»**

**ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА**

**НА БУРЕНИЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ WPC-2  
НА ПЛОЩАДИ АМАНГЕЛЬДЫ, УЧАСТКА ШУНКЫРКОЛЬ  
ЦЕЛЬ БУРЕНИЯ И НАЗНАЧЕНИЯ СКВАЖИН – ПОИСК УВС**

**ВИД СКВАЖИНЫ – ВЕРТИКАЛЬНЫЙ**

**Алматы – 2025г.**

Сравнительные технико-экономические показатели

№№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значения показателя		примечание
			проектного	Фактического	
1	Глубина скважины	м			
	по вертикали		2500		
	по стволу		-		
2	<b>Продолжительность строительства скважины всего:</b>				
	-строительство, монтаж и демонтаж	сут.	56		
	-подготовительные работы к бурению	сут.	5		
	-бурение и крепление	сут.	1		
	-бурение и крепление	сут.	50		
3	Глубина спуска обсадных колонн:				
	- Направление Ø 426мм	м	50		
	-Кондуктор Ø 323,9мм	м	400		
	- Техническая колонна Ø 244,5мм	м	1200		
	- Эксплуатационная Ø 177,8мм	м	2500		
4	Затраты времени на работы по проходке:	сут.			
	- Направление Ø 426мм		1,0		
	- Кондуктор Ø 323,9мм		4,0		
	- Техническая колонна Ø 244,5мм		15		
	- Эксплуатационная Ø 177,8мм		30		
5	Затраты времени на крепление	сут.			
	- Направление Ø 426мм		0,5		
	- Кондуктор Ø 323,9мм		1,0		
	- Техническая колонна Ø 244,5мм		1,0		
	- Эксплуатационная Ø 177,8мм		2,5		
6	Расход долот по всем типоразмерам				
	III 490мм	шт	1		
	III 393,7мм	шт	1		
	III 295,3мм	шт	4		
	III 215,9мм	шт	6		
	Бур. головка 215,9/101,6	шт	1		
7	<b>Затраты времени на испытание (освоение)скважины в эксплуатационной колонне по объектам в том числе:</b>	сут	402		
	- Строительство, монтаж	сут	3		
	- Подготовительные работы к испытанию	сут	7		

	- Испытание	сут	360		
	- Консервация/Ликвидация	сут	25		
	- Демонтаж	сут	7		
8	Затраты времени на испытание пластов в процессе бурения	сут	-		
9	<b>Рекультивация</b>	сут	10		
10	Материалы для бурового раствора	т			
	Вода	т	352,38		
	NaOH	т	0,52		
	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	т	0,3		
	KCl	т	19,11		
	GW K	т	0,767		
	GW PAC LV	т	2,004		
	BARACOR-95	т	0,997		
	GW Super-4	т	4,779		
	GW XY-27	т	0,621		
	DLF-50	т	1,906		
	GW XC	т	0,669		
	GW PAN	т	0,523		
	HY-203	т	11,942		
Ca CO <sub>3</sub> (утяжелитель)	т	28,14			
Бентонит	т	3,37			

## Обоснование выбора типа буровой установки

**Цель бурения и назначения скважин: Поиск УВС**

**Вид скважин: Вертикальная**

**Проектная глубина скважин: 2500м**

**Максимальная масса бурильной колонны в воздухе: 96,09т**

**Максимальная масса обсадной колонны в воздухе: 95,17т**

**Максимальная масса НКТ в воздухе: 24,8т**

Согласно технической характеристике, а также с учетом наличного парка буровых установок подрядчика, принимается Буровая установка «**ZJ-40**», с грузоподъемности 225 т и для испытания Буровая установка «**АПР-60/80**» допустимой нагрузкой 60т, максимальной грузоподъемности 80т.

**Максимально допускаемая нагрузка на крюке установки -225т**

**При этом необходимо соблюдение условий:**

1.  $Q_{\max} \text{ бур. инстр} \leq 0,6 Q \text{ доп. тах на крюке:}$

$$96,09 < 0,6 * 225\text{т}$$

$$96,09 < 135\text{т}$$

2.  $Q_{\max} \text{ обс. колон} \leq 0,9 Q \text{ доп. тах на крюке}$

$$95,17 \leq 0,6 * 225\text{т}$$

$$95,17 \leq 135\text{т}$$

3.  $Q_{\max} \text{ НКТ} \leq 0,9 Q \text{ доп. тах на крюке}$

$$24,8 \leq 0,6 * 60\text{т}$$

$$24,8 \leq 36\text{т}$$

Что соответствует требованиям «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

## Расчет отходов бурения

№п/п	Наименование	Ед.изм	Интервалы бурения						
			0	50	50	400	400	1200	1200
1	Диаметр скважины, D	м	0,49		0,3937		0,2937		0,2159
2	Коэффициент, П/4	м	0,785		0,785		0,785		0,785
3	Длина интервала ствола скважины, L	м	50		350		800		1300
4	Коэффициент кавернозности, Кк	К	1,25		1,25		1,25		1,25
5	Объем интервала скважины	м <sup>3</sup>	11,78		53,23		67,71		59,46
6	Коэффициент разуплотнения породы, Кр	К					1,2		
7	Плотность бурового раствора	г/см <sup>3</sup>					1,2		
8	Плотность БСВ	г/см <sup>3</sup>					1,08		
9	Объемный вес бурового шлама,						2,7		
10	Коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный	К					1,052		
11	Объем циркуляционной системы БУ, Vц	м <sup>3</sup>					240		
Итого объем всей скважины, Vп		м <sup>3</sup>					192,19		
Объем бурового шлама, Vш		м <sup>3</sup>					<b>230,62</b>		
Объем отработанного бурового раствора, Vобр		м <sup>3</sup>					<b>362,62</b>		
Объем буровых сточных вод, Vбсв		м <sup>3</sup>					<b>725,23</b>		

Расчет объема бурового шлама

Объем шлама определяется по следующей формуле:

$$V_{ш} = V_{скв} * 1,2$$

где: 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами

Расчет объема отработанного бурового раствора

Объем отработанного бурового раствора, складываемого в металлическую емкость, определяется из расчета 25 % от объема исходного и наработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K_1 + 0,5 * V_{ц},$$

где: K<sub>1</sub> – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе (согласно РД 39-3-819-91 K<sub>1</sub> = 1,052);

V<sub>ц</sub> – объем циркуляционной системы буровой установки, принимается равной V<sub>ц</sub> = 90 м<sup>3</sup> (РД 39-3-819-91 и СТО 08-000-055-86, табл. 2).

Расчет объема буровых сточных вод

Объем буровых сточных вод при внедрении оборотной системы водоснабжения рассчитывается по формуле:

$$V_{бсв} = V_{обр} * 2$$



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

23.07.2012 года

0000262

**Выдана** ТОО "Gals"  
 Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 26 МКР., Д. 10, КВ. 35., БИН: 060840003013  
 (полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

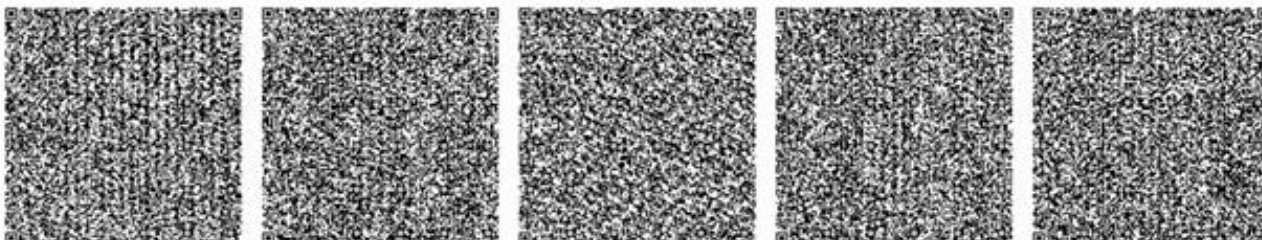
**на занятие** Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических, химических производств, проектирование (технологическое) нефтегазоперерабатывающих производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов;  
 (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

**Особые условия действия лицензии** Виды работ, разрешенные к осуществлению в нефтегазовой отрасли в рамках лицензируемого вида деятельности, согласно приложению к лицензии,  
 (в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

**Лицензиар** Министерство нефти и газа Республики Казахстан. Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе  
 (полное наименование лицензиара)

**Руководитель (уполномоченное лицо)** БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ  
 (фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

**Место выдачи** г.Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлік қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қалғалы пайдаланылатын құжатқа тек. Дәлелді документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

23.07.2012 года

0000258

**Выдана**

**ТОО "Gals"**

Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 26 МКР., 10 ДОМ, КВ. 35., БИН: 060840003013

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

**на занятие**

**Проектирование, изготовление, монтаж, ремонт химического, бурового, нефтегазопромыслового, геологоразведочного, горно-шахтного, металлургического, энергетического оборудования, взрывозащищенного электротехнического оборудования, подъемных сооружений, а также котлов с рабочим давлением выше 0,7 кг/см<sup>2</sup> и температурой теплоносителя выше 115°С, сосудов и трубопроводов, работающих под давлением выше 0,7 кг/см<sup>2</sup> (за исключением проектирования, изготовления, монтажа, ремонта оборудования, используемого в едином технологическом процессе)**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

**Особые условия  
действия лицензии**

**Виды работ, разрешенные к осуществлению в нефтегазовой отрасли в рамках лицензируемого вида деятельности, согласно приложению к лицензии.**

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

**Лицензиар**

**Министерство нефти и газа Республики Казахстан. Комитет государственной инспекции в нефтегазовом комплексе**

(полное наименование лицензиара)

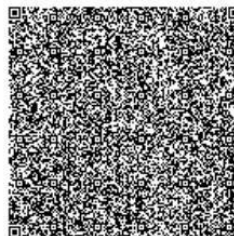
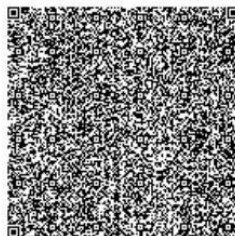
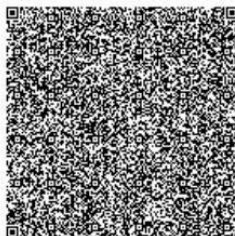
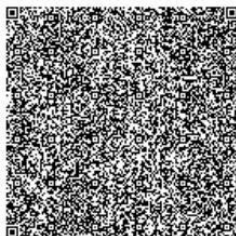
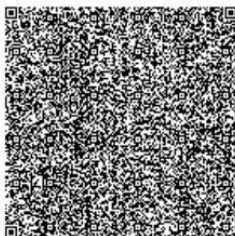
**Руководитель  
(уполномоченное лицо)**

**БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ**

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

**Место выдачи**

**г.Астана**



АКТӨБЕ ОБЛЫСЫ  
БАЙҒАНИН АУДАНДЫҚ  
ӘКІМДІГІ  
ҚАУЛЫ



АКТИОБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ  
БАЙГАНИНСКИЙ РАЙОННЫЙ  
АКИМАТ  
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

Қарауылкелді ауылы

село Карауылкелды

«11» 06 2025 жыл

126

**«West Precaspian Company» жауапкершілігі шектеулі серіктестігіне  
сейсмикалық іздестіру, барлау жұмыстары үшін уақытша жер пайдалану  
құқығымен рұқсат беру туралы**

Қазақстан Республикасының Жер Кодексінің 17, 43, 69, 71 баптарына, Қазақстан Республикасының «Қазақстан Республикасындағы жергілікті мемлекеттік басқару және өзін-өзі басқару туралы» Заңының 31 бабына сәйкес, «West Precaspian Company» жауапкершілігі шектеулі серіктестігінің бас директоры А.А.Маженовтің «Е-лицензиялау» веб порталымен жіберген сұранысы негізінде аудан әкімдігі **ҚАУЛЫ ЕТЕДІ:**

1. «West Precaspian Company» жауапкершілігі шектеулі серіктестігіне Миялы ауылдық округінен WPC-2 барлау ұңғымасына сейсмикалық іздестіру, барлау жұмыстарын жүргізу үшін - 1875 га жер учаскесі 2028 жылғы 22 тамызға дейінгі мерзімге берілсін.

2. «West Precaspian Company» жауапкершілігі шектеулі серіктестігіне жерді пайдалануда «Жер Кодексінің» 140 бабын басшылыққа алып, заңдылықтарын сақтау және жұмыс мерзімі аяқталған соң жерді техникалық өңдеуден өткізіп, жер пайдаланушыларға тиісті құжаттар арқылы тапсыру ұсынылсын.

3. Қаулының орындалуын бақылау аудан әкімінің осы салаға жетекшілік ететін орынбасарына жүктелсін.

4. Осы қаулы қол қойылған күннен бастап күшіне енгізілсін.

Аудан әкімі

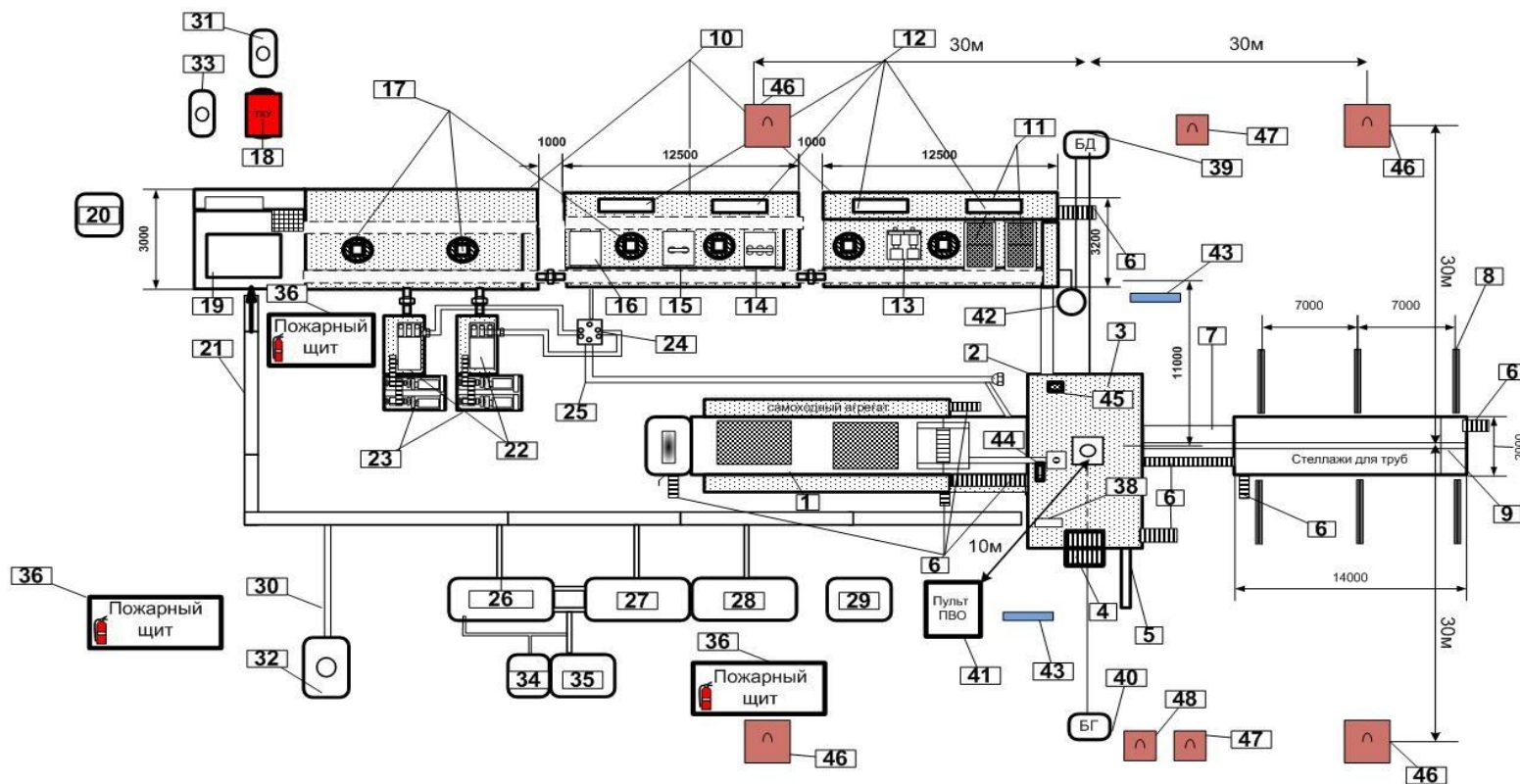


А. Купенов



## Приложение 6 Типовая схема расположения оборудования буровой установки

### Схема расположения оборудования буровой установки



поз	Наименование оборудования.							
1	10	19	28	37	46	КБ противояс	КБ противояс	КБ противояс
2	11	20	29	38	47	1000	1300	1300
3	12	21	30	39	48	КБ противояс	КБ противояс	КБ противояс
4	13	22	31	40		для	для	для
5	14	23	32	41		вакуатора	вакуатора	вакуатора
6	15	24	33	42				
7	16	25	34	43				
8	17	26	35	44				
9	18	27	36	45				

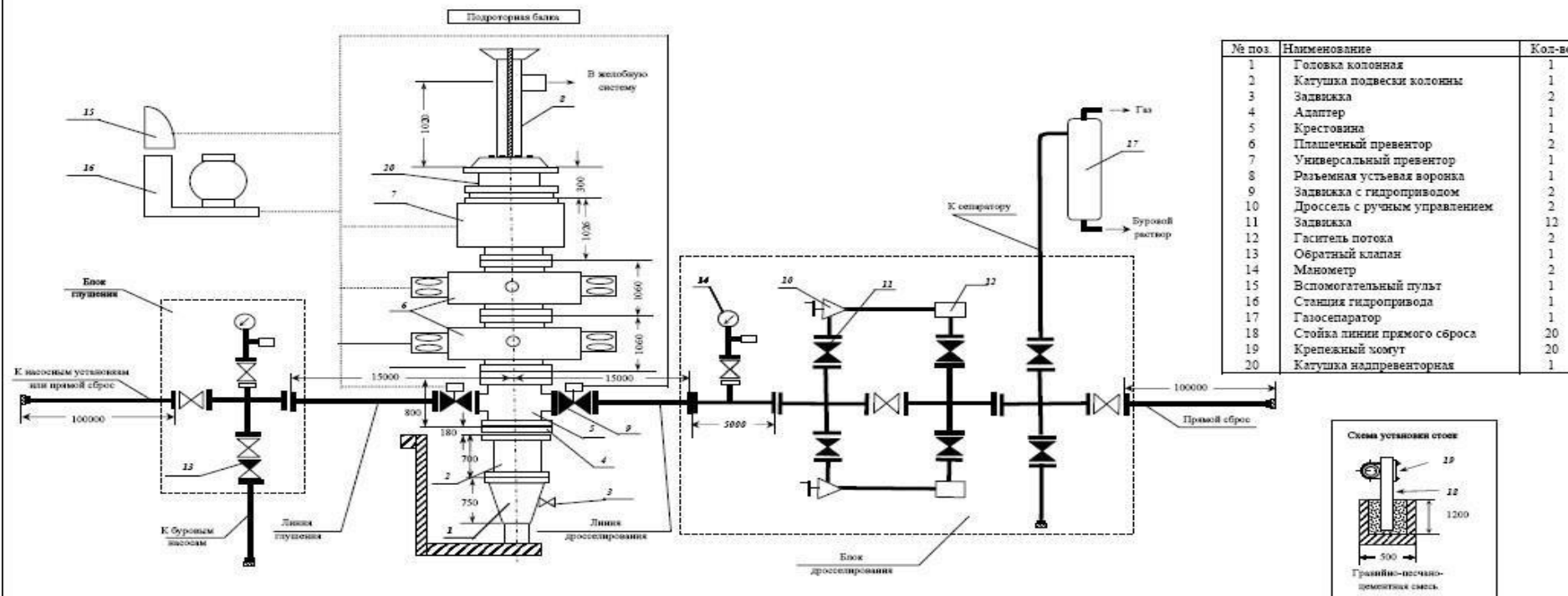
им	Кол	№ докум	Подп	Дата
Разр.				
Пров.				
Т.контр.				
ГИП				

Схема расположения  
оборудования буровой установки

лист	лист	листов



## Приложение 7 Схема монтажа ПВО при бурении скважин

СХЕМА МОНТАЖА ПВО ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН



№ поз	Наименование	Кол-во
1	Головка колонная	1
2	Катушка подвески колонны	1
3	Задвижка	2
4	Адаптер	1
5	Крестовина	1
6	Плащечный превентор	2
7	Универсальный превентор	1
8	Разъемная устьевая воронка	1
9	Задвижка с гидроприводом	2
10	Дроссель с ручным управлением	2
11	Задвижка	12
12	Гаситель потока	2
13	Обратный клапан	1
14	Манометр	2
15	Вспомогательный пульт	1
16	Станция гидропривода	1
17	Газосепаратор	1
18	Стойка линии прямого сброса	20
19	Крепежный хомут	20
20	Катушка надпревенторная	1



- Технические условия:**
- Обвязка устья скважины противобуровым оборудованием принята по типовой схеме № 42 (ГОСТ 13862-03 "Оборудование противобуровое").
  - Для обвязки устья используется стандартное оборудование. Как исключение допускается изготовление отдельных узлов и деталей по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.
  - Сливная воронка должна быть разъемной и при необходимости свободно демонтироваться с устья.
  - Манifold должен содержать устройство для продувки его сжатым воздухом. Длина выкидных линий должна быть не менее 100 м.
  - Крепление выкидных линий к стойкам производится при помощи хомутов через 8-10 м и не более 0,5 м от конца выкида.
  - После монтажа ПВО на устье производится его опрессовка совместно с тех. колонной на давление, указанное в тех. проекте на строительство скважины. Выкидные линии опрессовываются давлением в 100 кг/см<sup>2</sup>.
  - Основной пульт управления ПВО устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный - непосредственно возле пульта буровишки.
  - Вокруг устья скважины делается площадка из твердого покрытия ко всем узлам устьевого оборудования.
  - При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, один шаровый кран устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй - является запасным.
  - Задвижки  должны быть постоянно открыты.
  - Задвижки  должны быть постоянно закрыты.

## Приложение 8 Типовая схема обвязки устья при испытании и освоении

### Типовая схема обвязки устья при испытании и освоении

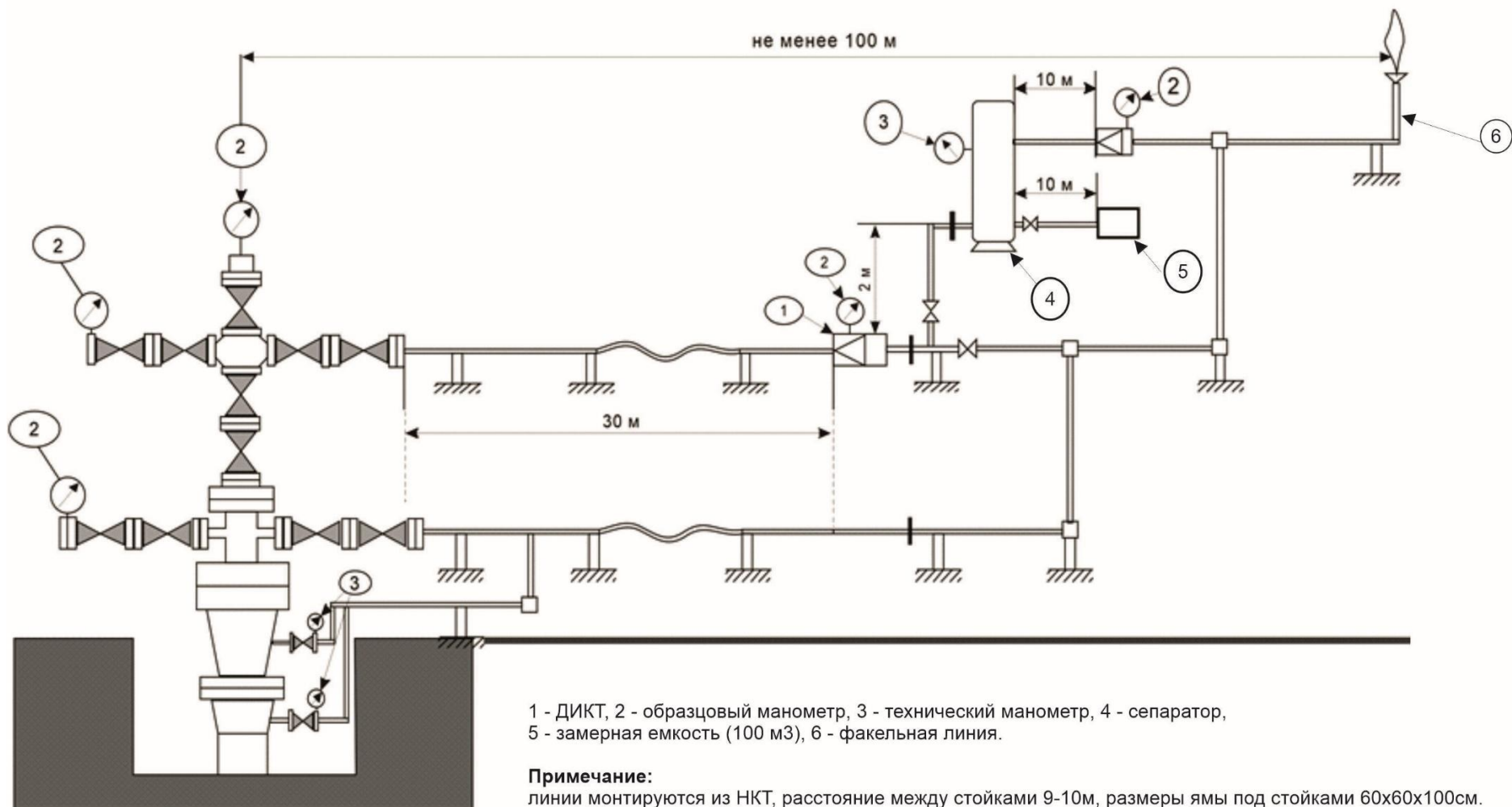
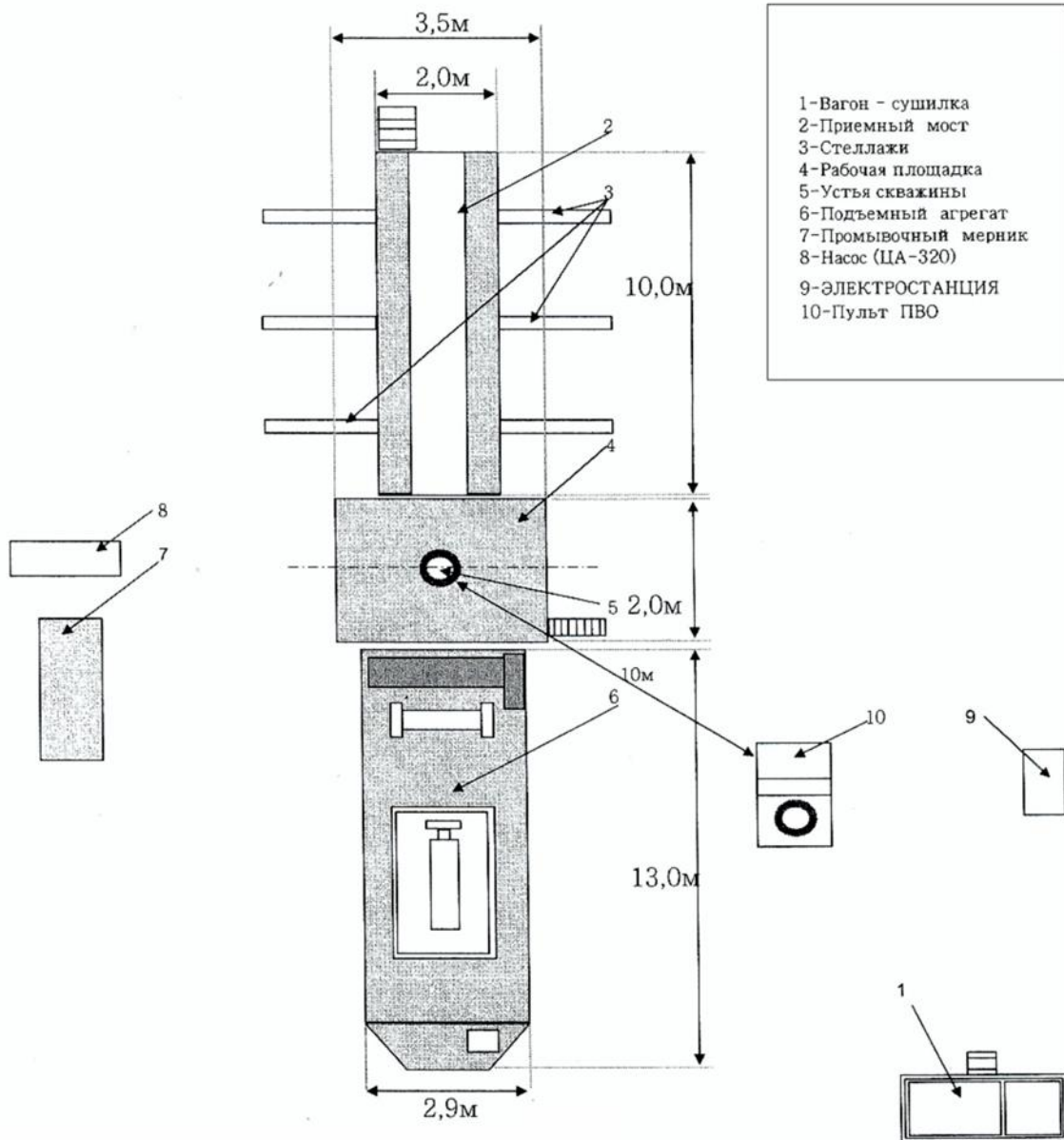


Схема расположения бурового оборудования  
подъемного агрегата УПА-50/80



## **Приложение 10 Геолого-технический наряд**

(приложен отдельным файлом)