АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРСИЗ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗНЕФТЕПРОЕКТ»

ДОПОЛНЕНИЕ К ГРУППОВОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ НА БУРЕНИЕ РАЗВЕДОЧНО-ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНОЙ 1500 М (±250) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАБУЛАК КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ 4539

(Улутауская область, Республика Казахстан)

Заказчик:	АО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРСИЗ»
Буровой подрядчик:	По тендеру
Проектная организация:	ТОО «КазНефтеПроект»

Атырау – 2025 г.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРСИЗ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗНЕФТЕПРОЕКТ»

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер АО "ПККР"

_____ Жумабек Конысбаев

«_____» _____ 2025г.

Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин проектной глубиной 1500 м (±250) на месторождении Карабулак контрактной территории 4539 (Улутауская область, Республика Казахстан)

Директор
ТОО «КазНефтеПроект» Кабдолов С.С.

Начальник отдела бурения
ТОО «КазНефтеПроект» Аймагамбетов С.Р.

г. Атырау, 2025 г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Наименование разделов, подразделов	Стр.
1	2	3
Раздел I	**Общая пояснительная записка**	6
1.	Сводные технико-экономические данные	7
2.	Основание для проектирования	10
3.	Общие сведения	11
4.	Геологическая характеристика	14
4.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин	15
4.2.	Нефтегазоводоносность по разрезу скважин	17
4.3.	Возможные осложнения по разрезу скважин	19
4.4.	Исследовательские работы	21
4.5.	Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважин, сведения по эксплуатации	23
5.	Конструкция скважины	26
6.	Профиль ствола скважины	34
7.	Буровые растворы	35
8.	Углубление скважины	41
9.	Крепление скважин	47
9.1.	Обсадные колонны	47
9.2.	Цементирование обсадных колонн	51
9.3.	Оборудование устья скважины	57
10.	Испытание скважин	58
10.1.	Испытание пластов в процессе бурения	58
10.2.	Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	59
10.3.	Методы интенсификации притока в скважине	65
10.3.1	Гидравлический разрыв пласта	65
11.	Дефектоскопия и опрессовка	67
12.	Строительные и монтажные работы	69
12.1.	Подготовительные работы к бурению скважины (скважин)	70
12.2.	Объем строительных и монтажных работ для бурения скважины (скважин)	71
13.	Продолжительность бурения скважины	79
14.	Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспертизации	80
15.	Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника	83
16.	Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации	92
17.	Ликвидация и консервация скважин	100
17.1.	Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины	100
17.2.	Ликвидация скважины	100
17.3.	Порядок организации работ по ликвидации скважины	101
17.4.	Консервация скважины	102
18.	Промышленная безопасность и охрана недр	109
18.1.	Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	109
18.2.	Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины	110
18.3.	Долив скважины	112
18.3.1.	Геофизические исследования и работы	113
18.4.	Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция	114
18.5.	Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	116
18.6.	Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами	116

№ п/п	Наименование разделов, подразделов	Стр.
18.7.	Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы в зависимости от условий бурения и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противофонтанной службы	116
18.8.	Наличие средств дегазации, вентиляции	116
18.9.	Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала	116
18.10.	Основные требования пожарной безопасности	117
18.11.	Идентификация опасностей	118
18.12.	Охрана недр	120
18.12.1	Общая задача охраны недр в период поисково-разведочных работ на площади	120
18.12.2	Охрана недр в процессе разбуривания площади	120
18.12.3	Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления	123
18.12.4	Контроль окружающей среды	123
18.12.5	Радиационная безопасность	125
18.12.6	Рекультивация земель	125
18.12.7	Противофонтанная и газовая безопасность	126
19.	Оценка степени риска при бурении скважины	130
19.1.	Анализ и оценка степени риска при бурении скважины	130
19.2.	Определение степени риска бурения скважины	130
19.3.	Анализ видов и последствий отказов	131
20.	Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии решении	134
Раздел II	**Организация строительства**	
1.	Сведения о водоснабжении	138
1.1.	Водопотребление и водоотведение	139
2.	Сведения об энергоснабжении	143
3.	Схема транспортировки грузов и вахт	145
	Приложения	
1	Геолого-технический наряд на бурение скважин	147
2	Техническое задание на внесение Дополнений к групповым техническим проектам по контрактным территориям АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» №337, 338, 4539, 3939	148
3	Лицензия на «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа»	149
4	Лицензия на природоохранное проектирование	153
5	Заключение №KZ84VQR00014458 от 18.03.2019 г., РГУ «Департамента Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Кызылординской области»	155
6	Технический паспорт проекта	156
7	Обоснование выбора типа буровой установки	158
8	Расчет объемов отходов бурения	159
9	Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-30	160
10	Схема обвязки устья скважины ПВО	161
11	Схема обвязки устья при испытании	162
12	Схема и план вахтового поселка при возникновении чрезвычайной ситуаций	163
13	Схема расположения газонализаторов	164
14	Схема эвакуация при ЧС	165

РЕФЕРАТ

«Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважины глубиной 1500 м (±250) на месторождении КАРАБУЛАК контрактной территории №4539 (Карагандинская обл. Республика Казахстан)» выполнен в соответствии с договором между АО «ПККР» и ТОО «КазНефтеПроект» и техническим заданием, состоит из двух разделов, отражающих геологическую, техническую характеристику.

Ключевые слова: *КАРАБУЛАК, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, СКВАЖИНА, БУРЕНИЕ, ПЛОЩАДЬ, МОНТАЖ, ДЕМОНТАЖ, КОНСТРУКЦИЯ, КОЛОННА, БУРОВОЙ РАСТВОР, ОСВОЕНИЕ, ПЛАСТ, ДОЛОТО, ОБСАДНАЯ ТРУБА, УБТ, НКТ, НАСОС, ИСПЫТАНИЕ.*

Объект - разведочно-эксплуатационная скважина.

Цель работы: проектирование бурения разведочно-эксплуатационных скважин.

В проекте приведены краткие сведения о геологической характеристике месторождения, физико–механические свойства горных пород, давления и температура по разрезу скважины.

Прилагаются геолого-технический наряд, схема расположения буровой установки и схема ПВО.

В данном проекте выполнены следующие работы: организация и производство буровых работ, в том числе, горно–геологическая характеристика месторождения, конструкция скважины, выбор буровых растворов, выбор долот, способов бурения и осевой нагрузки на долото, крепление скважин обсадными колоннами, расчеты гидравлической промывки, расчеты продолжительности вышкомонтажных работ.

Данной проектной документации «Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважины глубиной 1500 м (±250) на месторождении КАРАБУЛАК контрактной территории №4539 (Карагандинская обл. Республика Казахстан)» в течение по 2025 г. до 2028 г. будет пробурено 10 скважин.

Местрождении КАРАБУЛАК		
год	**Количество скважин**	**Номера скважин**
2025	2	№60, №64
2026	4	УН1, УН2, УН3, УН4
2027	3	УН5, УН6, УН7
2028	1	УН8
УН1, УН2 и далее – условные номера скважин, будут уточняться		

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 района строительства скважины (или морской район)	-
2	Количество скважин, строящейся по данному типовому проекту	2025 г. – 2 скв. (№60, №64)*, 2026 г. – 4 скв. (УН1, УН2, УН3 УН4)*, 2027 г. – 3 скв. (УН5, УН6, УН7)*, 2028 г. – 1 скв. (УН8)*
3	Площадь (структура)	Карабулак
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначенные скважины	Разведочно-Эксплуатационная
7	Проектный горизонт	Палеозой - PZ
8	Проектная глубина, м - по вертикали - по стволу	 1500 1500
9	Число объектов испытания: - в колонне - в открытом стволе	3
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	вертикальная
11	Тип профиля	-
12	Азимут бурения, град	-
13	Максимальный зенитный угол, град	-
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	1300
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	15
18	Категория скважины	третья
19	Металлоемкость конструкции, кг/м	46,5
20	Способ бурения	Роторный
21	Вид привода	ДВС
22	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный
23	Тип буровой установки	ZJ-30
24	Тип вышки	телескопическая
25	Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	нет
26	Номер основного комплекса бурового оборудования	
27	Максимальная масса колонны, т: - обсадной - бурильной - суммарная (при спуске секциями).	 53,5 62,5
28	Тип установки для испытаний	А-50
29	Продолжительность цикла бурения скважин, сут. в том числе: - строительно-монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание, всего в том числе: - в открытом стволе - в эксплуатационной колонне	240 15 5 40 180 180
30	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	937

Примечание: **Условные номера скважин, будут уточняться.*

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
Кондуктор	323,9 мм	0	40	0	40
Техническая	244,5 мм	0	650 м (±250)	0	650 м (±250)
Эксплуатационная	168,3 мм	0	1500 м (±250)	0	1500 м (±250)

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площадок, тыс.м бурильных труб	Наличие тампонажной 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)	Коэффициент оборачиваемости бурильных труб, %
		в бурении и испытании	в том числе в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	Да	-	-	-	нет	по заявке	Договорная	1	-

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, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м³			
								количество		Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			всего	в том числе подлежит		
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	слесарей	электромонтёров					вывозу	захоронению	сбросу
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	1500	1200	1500	-	-	нет	нет	нет	нет	2	нет	Шлам	171,06	171,06		
												отработанный буровой раствор	254,96	254,96		
												буровые сточные воды	509,92	509,92		

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 пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см^3
	от	до		глубина, м	диаметр, мм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
фонтанный	в течении всего срока эксплуатации		-	1480	121,7	незначительная	Общая коррозия	-	нефть	0,8400

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 (проект поисковых работ, технологические схемы (проект) разработки площадей) (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица утвердившего документ.
1	2
1	Контракт с Компетентным органом (Министерство энергетики и минеральных ресурсов РК) на проведение операций по разведке и добыче углеводородного сырья на контрактной территории 4539 (участков входящих в эту территорию).
2	Техническое задание на внесение Дополнений к групповым техническим проектам по контрактным территориям АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» №337, 338, 4539, 3939

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Название, единица измерения	Значение
1	2
Наименование лицензионного участка	-
Площадь (структура)	Контрактная территория 4539 (участков входящих в эту территорию)
Административное расположение Республика Область (край) район	 Казахстан Карагандинская Улутауский
Температура воздуха:	
- среднегодовая, ^{0}С;	+17
- наибольшая летняя, ^{0}С;	+45
- наименьшая зимняя, ^{0}С.	- 36
Среднегодовое количество осадков, мм	225
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,0
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	182
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	126
Азимут преобладающего направления ветра, градус	В-СВ
Наибольшая скорость ветра, м/с	28,5
Метрологический пояс (при работе в море)	
Количество штормовых дней (при работе в море)	
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	0

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	слаборасчлененный, слабовсхолмленный
Состояние местности	не заболоченная
Толщина снежного покрова, см	Отсутствует
Почвенного слоя	50-30
Растительный покров	0,5
Категория грунта	Полынь, колючка биюргун и др.

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 поисковой скважины, где могут быть вскрыты нефтяные пласты.	1,7	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин

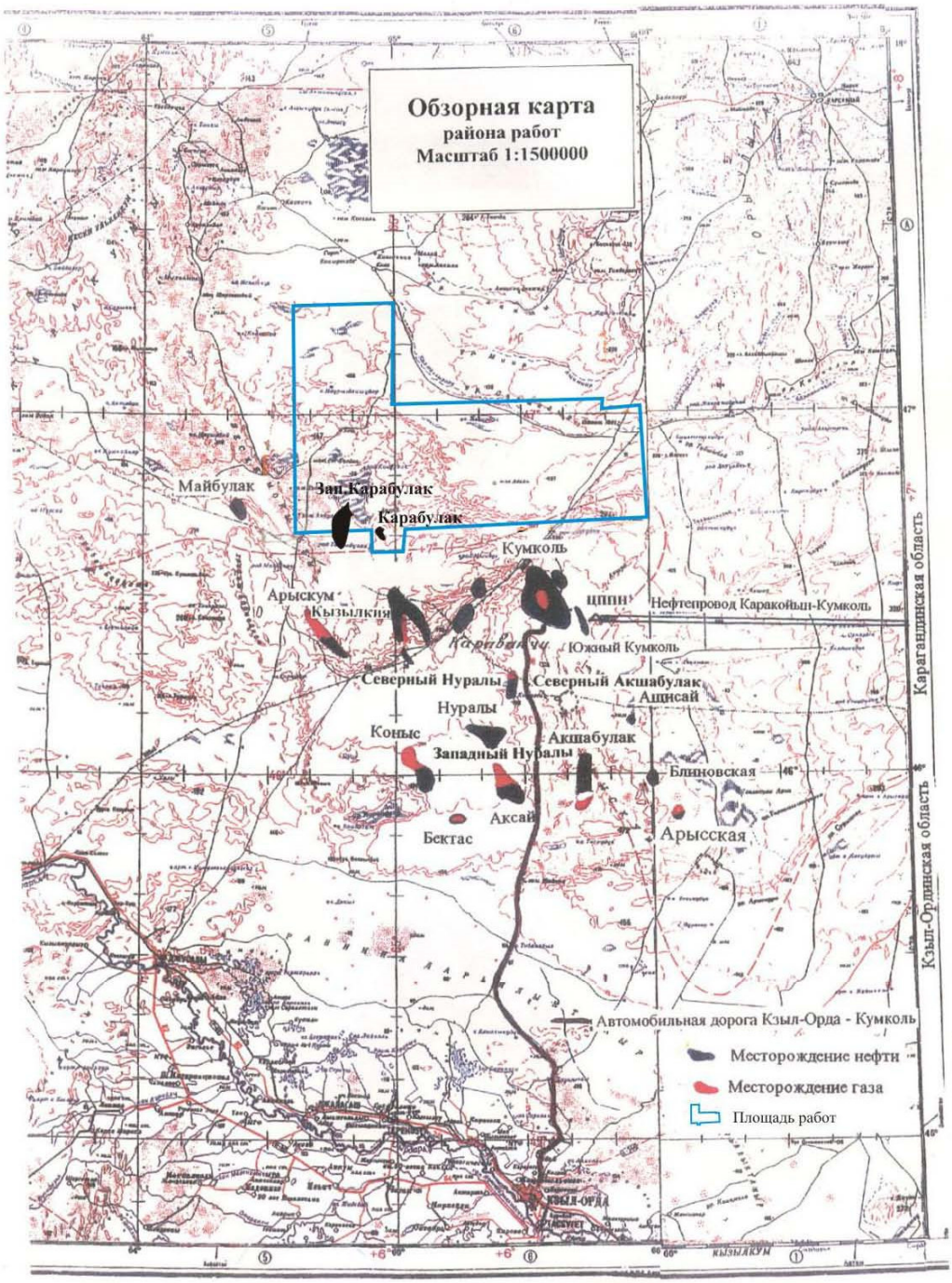


Рис. 1 Обзорная карта района работ

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	Водозаборная скважина	на площади работ	водопровод из отработанных НКТ
Питьевая вода:	Привозная г.Кызылорда	200	Автотранспорт Автотранспорт
Энергоснабжение	Дизель.электростанция	-	Автотранспорт
Связь	Спутниковая		Радиотелефон Радиостанция

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 категор. В соответствии со СНиП – 1 занимает площадь 0,6 га	6	20	Насыпная грунтовая

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
-	-	-	-	-	-

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления:
«Дополнения к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважины глубиной 1500 м (±250) на месторождении КАРАБУЛАК контрактной территории №4539 (Улутауская обл. Республика Казахстан)»

Цель бурения: разведка-эксплуатация УВС.
Проектная глубина по вертикали: 1500 м.
Проектный горизонт: Палеозой – PZ.

4.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИН

Таблица 4.1 – Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	название	индекс	угол. пад.	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	150	Палеоген	N, Q, P	1		1,20
150	300	Верхний мел, Турон-Сенон	K_{2t-sn}	1		1,15
300	650	Нижний-верхний мел, альб-сеноман	$K_{1-2}al_3$-S	1		1,15
650	920	Нижний мел, апт-альб	K_1a-al_2	1		1,15
920	1180	Нижний мел, верхний неоком	K_1nc_2	1		1,15
1180	1300	Нижний мел, нижний неоком	K_1nc_1	1		1,15
1300	1500	Породы фундамента	PZ	5-10		1,15

Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: Полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От	До	Краткое название	Процент в интервале	
1	2	3	4	5	6
N, Q, P	0	150	Глины	90	Глины, в основном, известково-бентонитовые, пески кварц-полевошпатовые.
			Пески	10	
K_{2t-sn}	150	300	Пески	60	Пески кварц-полевошпатовые, мелкозернистые, глины алевритистые с прослоями песчаника
			Глины	40	
$K_{1-2}al_3$-S	300	650	Глины	60	Глины с прослоями песчаника, пески кварц-полевошпатовые.
			Пески+Песчаники	40	
K_1a-al_2	650	920	Пески	70	Пески, гравий полимиктовые, с прослоиками песчаников и алевролитистых глин.
			Гравий	20	
			Песчаники+ Глины	10	
K_1nc_2	920	1180	Глины	60	Глины аргиллитоподобные, алевритистые, прослои песчаников, кварц-полевошпатовые
			Пески	40	
K_1nc_1	1180	1300	Глины	90	Глины, пески.
			Пески	10	
PZ	1300	1500	Породы фундамента	100	Сланцы серицит-хлоритизированные, известняки трещиноватые

Таблица 4.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м^3	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм^2	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм^2	Гидратационное Разуплотнение (набухание)породы
	От (верх)	До (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
N, Q, P	0	150	Глины Пески	1,93-1,72	- 5-30	- >1000	- 5	- <1	- -	3 1,0	10-40	1 2	3 6	мягкие	0,5 0,13	2,0 -	0,8 0,2
K_{2t-sn}	150	300	Глины Пески	1,98-1,76	- >30	- 1000	- 5	- <1	- -	1,5 3,5	10-40	1 2	4 6	мягкие средние	0,5 0,27	200	0,75 0,16
$K_{1-2}al_3$-s	300	650	Глины Пески+ Песчаники	2,02-1,80	- >30	- >1000	- 3	- <1	- -	3,5 1,5	10-40	1 2	4 6	мягкие средние	0,5 0,27	200	0,75 0,16
K_1a-al_2	650	920	Пески Гравий Песчаники+Глины	1,85 1,85 2,02	>30	>1000	3	<1	- - -	1,5 3,5 3,5	10-40	2 1 1	6 8 4	мягкие средние	0,27 0,27	500	0,16 0,21 0,75
K_1nc_2	920	1180	Глины Пески	2,1 1,80	- 25	- >500	- 10	- 2	- -	3,5 1,5	30-127	1 2	5 7	мягкие средние	0,5 0,27	200 500	0,75 0,16
K_1nc_1	1180	1300	Глины Песчаники	2,15 1,86	-	-	-	-	-	3,5 1,5	30-127	1 2	5 7	мягкие средние	0,5 0,27	200 500	0,75 0,16
PZ	1300	1500	Породы фундамента	3	8						100-200		20	твердые			

Таблица 4.4 – 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.								

4.2. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН

Таблица 4.5 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см^3		Подвижность D на сПз	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Дебит в условиях испытания, м^3/сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м^3/т^3	содержание H_2S, %	содержание CO_2, %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
PZ	1305	1315	Трещ-каверн	0,730	0,801	0,66	0,18	3,4	138,66	82,39	-	0,04	0,361	-	3,91
	1420	1430		0,730	0,812	0,81	0,18	4,2	164,3	86,2	-	0,11	1,229	-	-
	1480	1490		0,7376	0,7755	1,059	0,055	4,8		20,63	-	0,10	1,9358	-	-

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание в % по объему			Относительная по воздуху плотность газа при 20^{0}С	Свободный дебит, тыс. м^3/сут	Параметры конденсата	
	от (верх)	до (низ)			H_2S	CO_2	He			в пластовых условиях г/см^3	на устье скважины кг/м^3
1	2	3	4	5	6	7		8	9	10	11
PZ	1300	1305	Трещ-каверн	газ	-	0,06	1,162				

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см^3	Свободный дебит, м^3/сут.	Химический состав воды в мг/л эквивалентной форме						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину: (СФН, ГКН, ХЛМ, ХЛК, ХЛН)	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)				Cl^-	SO_4^-	HCO_3^-	$Na^+ + K^+$	Mg^{++}	Ca^{++}			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
K_2t-sn	100	350	поровый	1,0	0		562	594	146	581	28	60	1971	СФН
$K_{1-2}al_3$-s	350	590	поровый	1,0	0		905	690	183	696	96	100	2670	ХЛК
K_1nc_2	900	1200	поровый	1,02	0		12910	1760	120	10325	113	836	26064	"

Примечание: *1. Тип воды по Сулину принят: СФН- сульфатно- натриевый; ГКН – гидрокарбонат- натриевый; ХЛМ - хлормагниевый; ХЛК – хлор-кальциевый.*

Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважин

(в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов;
ПСР - прогноз по сейсморазведочным данным; ПФГ - прогноз по геофизическим исследованиям;
РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ												Температура в конце интервала	
			Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного				
			кгс/см^2 на м		Источник получения	кгс/см^2 на м		Источник получения	кгс/см^2 на м		Источник получения	кгс/см^2 на м		Источник получения		
	От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		градус	Источник получения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
N,Q ,P	0	150	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,183	0,183	РФЗ	0,207	0,207	РФЗ	18	РФЗ
K_{2t-sn}	150	300	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,183	0,183	РФЗ	0,207	0,207	РФЗ	28	РФЗ
$K_{1-2}al_3$-s	300	650	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,183	0,183	РФЗ	0,207	0,207	РФЗ	35	РФЗ
K_1a-al_2	650	920	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,188	0,188	РФЗ	0,210	0,210	РФЗ	38	РФЗ
K_1nc_2	920	1180	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,188	0,188	РФЗ	0,210	0,210	РФЗ	40	РФЗ
K_1nc_1	1180	1300	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,188	0,188	РФЗ	0,220	0,220	РФЗ	45	РФЗ
PZ	1300	1500	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,188	0,188	РФЗ	0,220	0,220	РФЗ	54	РФЗ

4.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН

Таблица 4.9 – Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, $м^3$/час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/($см^2$•м)		Условия возникновения
	от	до				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N, Q, P	0	150	5	-	нет	0,112	0,183	При забойном давлении выше пластового давления на 8%

Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ (рекомендуемые)			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/$м^3$	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
N, Q, P,	0	150	Полимерный	1120	Вязкость 45-50сек Водоотдача 4-5 $см^3$ /30мин	10	Промывка, проработка, обработка раствора химреагентами

Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфиического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (газ, нефть, вода)	Плотность смеси при проявлениях, для расчета избыточных давлений, г/$см^3$	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи, и.т.д.)
	От (верх)	До (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
PZ	1300	1315	Нефть+газ	0,730	При превышении пластового давления на 5% над забойным	Разгазирование раствора, падение плотности бурового раствора, пузырьки газа, пленки нефти
	1420	1430	нефть	0,730		
	1480	1490	нефть	0,7376		

Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, за-клинки,сальникообразования и т.д.)	РАСТВОР (рекомендуемый)			Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, кг/м^3 / водоотдача, см^3/30мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
К	200	670	Сальникообразование, заклинки	Полимер-калиевый	1120 / 6-8	Нефть или FK-Lube	ДА	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя

Таблица 4.13 - Текучие породы

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

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

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

4.4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал по стволу, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через м	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов
	миним. диаметр, мм	максим. проходка за долбление, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
PZ	101,6	9	1300	1309	9	K, PZ				Отбор проб грунтов осуществляется на каротажном кабеле (FMT) по результатам ГИС и решению Заказчика			
	101,6	9	1420	1429	9		150	650	10				
	101,6	9	1480	1489	9		650	1500	5				

***Примечание**: Интервалы отбора керна, шлама и грунта корректируется геологической службой ЗАКАЗЧИКА по фактически вскрываемому разрезу. При проявления признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновение признаков и отбор шлама производить через каждое 2 метра. Необходимо обеспечить вынос керна не менее 90%. Интервалы отбора керна могут быть откорректированы по данным ГИС и шламу.*

Таблица 4.16 – Геофизические исследования

Интервал каротажа	Структура комплекса	Методы ГИС
0-40 м	в масштабе 1:500	CBL,VDL
0-650 м		
0-1500 м		
40-650 м	в масштабе 1:500,1:200	GR-spektra SP; CAL; HDIL; CNC; ZDEN; DT; PE
650-1500 м		
ГТИ		В интервале 650-1500 м
Для контроля технического состояния скважин 0-650 м, 0-1500 м		ЛМ, термометрия, АКЦ

***Примечание:** Интервалы и объемы ПГИ корректируется геологической службой Заказчика с учетом фактического разреза скважины. Виды ГИС могут быть уточнены при составлении программы бурения.*

**Станция ГТИ устанавливается за ведением контроля за качеством бурового раствора, газо- и нефтепроявлениями в процессе бурения, отбор и исследование образцов шлама, контроль за технологией проводки скважины- параметры работы буровых насосов, нагрузка на долото, скорость вращения буровой колонны, скорость входящего и выходящего потока, глубина забоя и т.п.*

Таблица 4.17 - 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 проб, 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 4.18 - 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	27
Фотографирование керна	м	27
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.*

4.5. РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Таблица 4.19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Интервал 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^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
PZ	1	1480	1490	1460	1500	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7	Раствор – вода – компрессирование	500	1,00
	2	1420	1430	1400	1450	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7		500	1,00
	3	1300	1315	1280	1335	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7		500	1,00

Примечание: *Спуск эксплуатационной колонны, интервалы и количество испытаний, интервалы установки цементного моста определяются по результатам стандартных скважинных исследований ГИС.*

Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидропескоструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м,	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора, шт.	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ (да, нет)	Насадки для гидропескоструйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	Плотность*, г/см^3								диаметр, мм	количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1-3	Рассол солей RCL	1,18	20	Кумулятивная	"Predator"- 4 $^1/_2$ или HXM 4505-4 $^1/_2$	16	320	1	Да	Не планируется	

Примечание:

** Мощность интервалов перфорации уточняется по результатам оперативной интерпретации данных ГИС и исследований кернового 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 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

Номер объекта	Название процесса: солянокислотная обработка, керасино-кислотной эмульсией, установка кислотной ванны, добавочная кумулятивная перфорация, обработка ПАВ, метод переменных давлений (МПД), закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см^3	Давление на устье, кгс/см^2	Температура закачиваемой жидкости, ºС	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, мм	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Не предусматривается									

Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

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

Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см^3		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/ см^2	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, ^{0}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
Таблица информации не имеет (скважины поисковые)							

Таблица 4.24 - 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 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
1-3	Нет	Нет	Нет	Нет	-	Нет	Нет	Нет	Нет

Таблица 4.25 - 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^3	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м^3/сут	давление на устье, кгс/см^2	температура нагнетаемого агента, ^{0}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 ТОО «ПКРР». Типовая конструкция скважины разработана в соответствии с действующими нормативно-методическими документами исходя из горно-геологических условий бурения, а также с учетом опыта бурения разведочно-эксплуатационных скважин на данной площади.

1. Направление ∅ 426 мм ×10 м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия палеогеновых отложений м и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

2. Кондуктор ∅ 323,9 мм × 40 м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну и установки ПВО.

3. Кондуктор ∅ 244,5 мм × 650 м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну и установки ПВО.

4. Эксплуатационная колонна ∅ 168,3 мм спускается на глубину 1500 м. Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи газа. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

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 бурении 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	10	Д	9,5	2,3	ГОСТ 632-80	Шахта - бетонное кольцо внутренним диаметром 2 м глубиной 1,5 м и толщиной 0,15 м Бурение до 10 м, спуск и цементирование шахтового направления.
244,5	18	Д	10	1,1	ГОСТ 632-80	Ствол под шурф для квадратной штанги бурится турбобуром долотом 295,3 мм под углом 50^0 к вертикали или шурфозаборником.

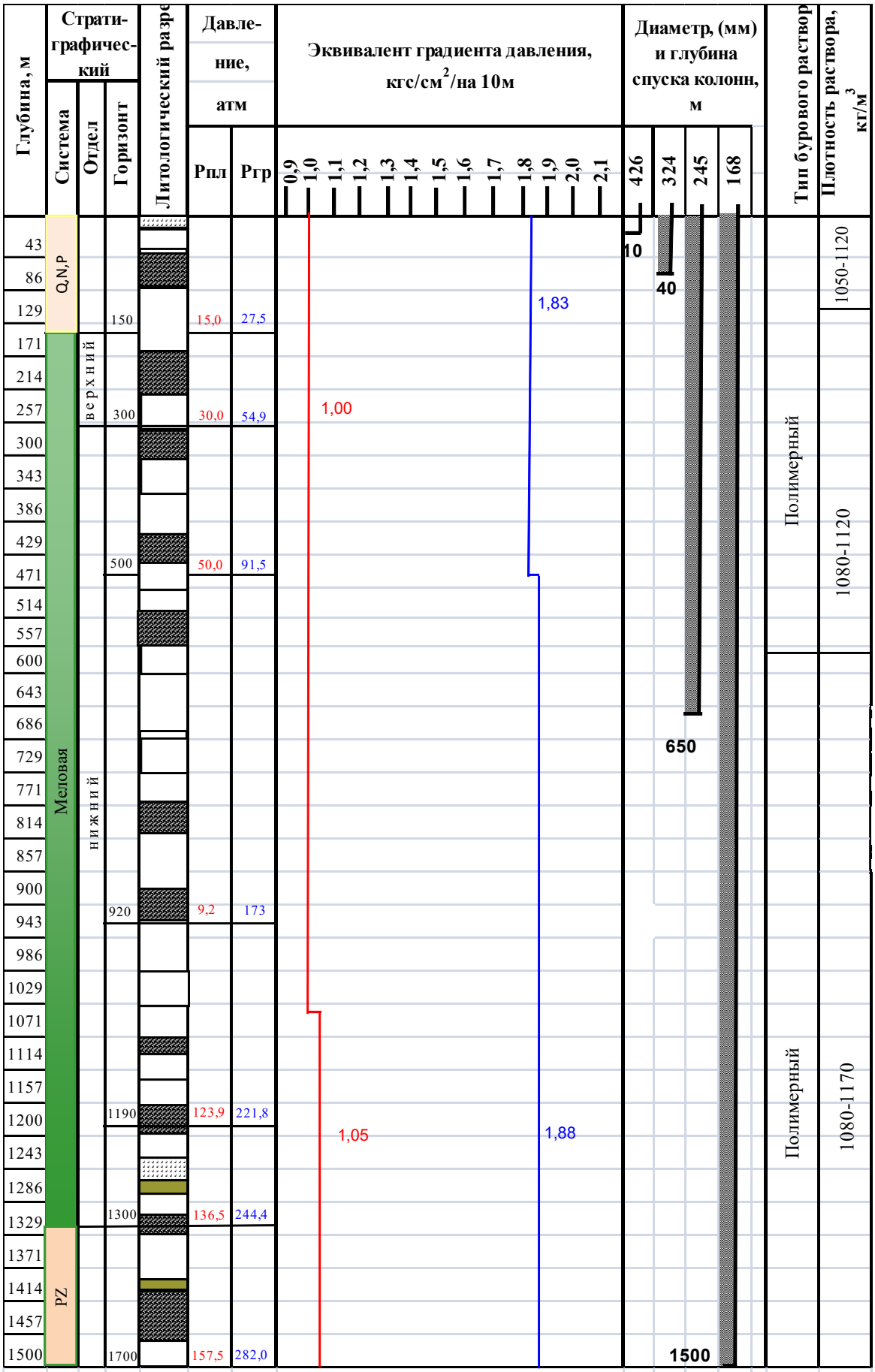


Рисунок 5.1. График совмещенных давлений

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, первая и последующие промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная или открытый ствол)	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема цементного раствора за колонной, м	Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки, надбавки смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	0	40	393,7	0	1	1	0	40	Предохранение устья скважины от размыва
2	Техническая	0	650	295,3	0	1	1	0	650	Ограждает мелкие водоносные горизонты от загрязнения скважинными флюидами и обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).
3	Эксплуатационная колонна	0	1500	215,9	0	1	1	0	1500	Испытание продуктивного горизонта

Таблица 5.3 - Характеристика раздельно 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	323,9	0	40	9,5	1	1	OTTM	351,0	0	40
2	1	1	1	244,5	0	650	8,9	1	1	LTC	269,9	0	650
3	1	1	1	168,3	0	1500	8,9	1	1	LTC	187,7	0	1500

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

Таблица 5.4 - Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при бурении 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 - ежесменно	Проверка работоспособности ПВО
3	Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине: – запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; – не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (см. табл. 9.8); – строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора (см. табл. 7.1); – с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1. На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт). В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла. В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1).	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	Для обеспечения безаварийной работы при бурении скважины необходимо руководствоваться следующими документами: При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия: – Обеспечение систематического контроля показателей свойств бурового раствора и поддержание их согласно требованиям ГТН. – Обеспечение буровой (до начала бурения) следующим минимумом ловильного инструмента, соответствующего размерам скважины и применяемым бурильным трубам и УБТ: колокол с направляющей воронкой, метчик, магнитный фрезер, печать, овершот. Ловильный инструмент должен быть исправлен, смазан и иметь соответствующие переводники под бурильные трубы. На каждый ловильный инструмент необходимо иметь эскизы с указанием размеров.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	– Перед спуском долот в скважину бурильщик обязан проверить диаметр долота, состояние присоединительной резьбы, сварных швов, люфт шарошек. – Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером сработки предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом. – Немедленно начать подъем инструмента при резком падении механической скорости в 2,5–3 раза за последние15–50 минут бурения.	
	– Запрещается крепление долот ротором. – В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, навернуть ведущую трубу (квадрат), произвести промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота. – Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика). – Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах. – Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, недопуская превышения установленной величины с помощью моментомера. В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы. – При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. – В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой. – При изменении компоновки низа бурильной 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 соединений УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами. – Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3500 м и через 50 ч при бурении свыше 3500 м. – Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долб-лений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. – Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята. – В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	– Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено: – применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО; – контроль параметров – кривизны и азимута с помощью инклинометра через 150–250 м проходки скважины.	
5	**Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов** В целях предупреждения газонефтеводопроявлений при бурении скважины необходимо руководствоваться: Признаками начала газонефтеводопроявлений в бурящихся скважинах являются: – повышение расхода (скорости) восходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной производительности буровых насосов; – 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; – перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции; – увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб; – уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб. В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины. – плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту; – условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта; – на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины; – 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; – 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^3 под буровой раствор, используемый для долива скважины. Запрещается производить подъем бурильного инструмента из скважины при наличии сифона или поршневания.	Предупреждение газонефтеводопроявлений

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	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 организаций. 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 мини-мального значения, обеспечивающего углубление скважины	

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

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

Таблица 6.2 - 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)								

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	Плотность, г/см^3	Условная вязкость, сек	водоотдача, см^3/30 мин.	СНС, фунт/100фут^2		корка, мм	содержание твердой фазы, % (об.)			pH	Содержание (KCl), %	пластическая вязкость, мПа*с	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут^2	плотность до утяжеления, г/см^3
						1 мин.	10 мин.		коллоидной (активной части)	песка	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Тех вода	0	40	1,05-1,12	45-50	6-8	20	30	1,0	<2	<1	<10	9-10	7-8	10-12	16-18	1,00
Полимер-калиевый	40	650	1,08-1,12	45-50	5-6	28	38	0,5-1,0	<3	<1	<18	8,5-9,5	7-8	9-10	14-16	1,05
Полимер-калиевый	650	1500	1,08-1,17	35-40	4-5	18	27	0,5	<1	<1	<15	9,5	6-7	8-10	14-16	1,07

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов

Номер интервала с одинаковым доле-вым составом бурового рас-твора	Интервал (по стволу), м		Название (тип) рас-твора	Плотность раствора, кг/м^3	Смена раствора для бурения ин-тервала (да, нет)	Название компонента	Плот-ность, кг/м^3	Содер-жание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом рас-творе, кг/м^3
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	40	Полимер-ный	1050-1120	нет	Каустическая сода	2130	-	-	-	1,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	1,0
						MIL-PAC R	1000	-	-	-	3,0
						MIL- PAC LV	1000	-	-	-	5,0
						New Drill Plus	1010	-	-	-	3,0
						UNI-CAL CF	1250	-	-	-	5,0
						KCL	1990	-	-	-	30
						$CaCO_3$(утяжелитель)	2700	-	-	-	20
						WO Defoam	1970	-	-	-	0,3
						Mil-Lube FK	-	-	-	-	3,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	975
2	40	650	Полимер-ный	1108-1120	нет	Каустическая сода	2130	-	-	-	2,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	2,0
						MIL-PAC R	1000	-	-	-	3,0
						MIL- PAC LV	1000	-	-	-	5,0
						New Drill Plus	1010	-	-	-	3,0
						UNI-CAL CF	1250	-	-	-	5,0
						KCL	1990	-	-	-	50
						$CaCO_3$(утяжелитель)	2700	-	-	-	50
						WO Defoam	1970	-	-	-	0,3
						Mil-Lube FK	-	-	-	-	3,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	903
3	650	1500	Полимер-ный	1080-1170	нет	Каустическая сода	2130	-	-	-	2,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	2,0
						MIL-PACR	1000	-	-	-	4,0
						MIL-PACLV	1000	-	-	-	5,0
						New Drill Plus	1010	-	-	-	3,0
						UNI-CAL CF	1250	-	-	-	5,0

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал (по стволу), м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, кг/м^3	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, кг/м^3	Содер-жание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м^3
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
						KCL	1990	-	-	-	50
						$CaCO_3$(утяжелитель)	2700	-	-	-	38
						WO Defoam	1070	-	-	-	0,3
						Mil-Lube FK	-	-	-	-	3,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	940

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

Таблица 7.3 - 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 компонентов бурового раствора м^3/м и его компонентов, кг/м^3			Потребность бурового раствора (м^3) и его компонентов, т				
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	объем скважины, м^3	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	40	-	**Полимерный**	**-**	**Расчет**			-	**51**	**15**	**66**
			Каустическая сода	1,0				-	0,051	0,015	0,066
			Кальц. сода	1,0				-	0,051	0,015	0,066
			MIL-PAC R	3,0				-	0,153	0,045	0,198
			MIL- PAC LV	5,0				-	0,255	0,075	0,330
			New Drill Plus	3,0				-	0,153	0,045	0,198
			UNI-CAL CF	5,0				-	0,255	0,075	0,330
			KCL	30				-	1,530	0,450	1,980
			$CaCO_3$(утяжелитель)	20				-	1,020	0,300	1,320
			WO Defoam	0,3				-	0,015	0,005	0,020
			Mil-Lube FK	3,0				-	0,153	0,045	0,198
			Техническая вода	975				-	49,725	14,625	64,350
40	650	-	**Полимерный**	**-**	**Расчет**			-	**91**	**54**	**145**
			Каустическая сода	2,0				-	0,182	0,108	0,290

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода компонентов бурового раствора м³/м и его компонентов, кг/м³			Потребность бурового раствора (м³) и его компонентов, т				
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	объем скважины, м³	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
			Кальц. сода	2,0				-	0,182	0,108	0,290
			MIL- PAC R	3,0				-	0,273	0,162	0,435
			MIL- PAC LV	5,0				-	0,455	0,270	0,725
			New Drill Plus	3,0				-	0,273	0,162	0,435
			UNI- CAL CF	5,0				-	0,455	0,270	0,725
			KCL	50				-	4,550	2,700	7,250
			$CaCO_3$(утяжелитель)	42				-	3,822	2,268	6,090
			Mil-Lube	3,0				-	0,273	0,162	0,435
			WO Defoam	0,3				-	0,027	0,016	0,044
			Техническая вода	903				-	82,173	48,762	130,935
650	1700	1,0	**Полимерный**		**Расчет**			**71**	**111**	**53**	**234**
			Каустическая сода	2,0				0,142	0,222	0,106	0,468
			Кальц. сода	2,0				0,142	0,222	0,106	0,468
			MIL- PAC R	4,0				0,284	0,444	0,212	0,936
			MIL- PAC LV	5,0				0,355	0,555	0,265	1,170
			New Drill Plus	3,0				0,213	0,333	0,159	0,702
			UNI- CAL CF	5,0				0,355	0,555	0,265	1,170
			KCL	50				3,550	5,550	2,650	11,700
			$CaCO_3$(утяжелитель)	38				2,698	4,218	2,014	8,892
			Mil-Lube	3,0				0,213	0,333	0,159	0,702
			WO Defoam	0,3				0,021	0,033	0,016	0,070
			Техническая вода	940				66,740	104,340	49,820	219,960

Примечание: *Для приготовления и обработки бурового раствора могут быть использованы аналоги химических реагентов.*

Таблица 7.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуске	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 м³ раствора кг/м³	Количество, т
					плотность, кг/м³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	1	Бикарбонат натрия ($NaHCO_3$)	2160	2	99,5	1	0,8	41
2	Техническая	1	1		2160	2	99,5	1	0,8	110

Таблица 7.5 - Потребности компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуске	Название колонны	Название компонентов для обработки бурового раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м³ раствора кг/м³	Количество, кг
			плотность, кг/м³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,23
2	Техническая	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,25
3	Эксплуатационный	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,36

Таблица 7.6 - 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.
		0-40 м	40-650 м	650-1500 м	
1	2	3	4	5	6
Каустическая сода	ГОСТ 2263-79	0,066	0,290	0,468	0,824
Кальц сода	ГОСТ 2263-79	0,066	0,290	0,468	0,824
MIL- PAC R	Ст. АНИ	0,198	0,435	0,936	1,569
MIL- PAC LV	Ст. АНИ	0,330	0,725	1,170	2,225
New Drill Plus	Ст. АНИ	0,198	0,435	0,702	1,335
UNI- CAL CF	Ст. АНИ	0,330	0,725	1,170	2,225
KCL	ГОСТ 4234-77	1,980	7,250	11,700	20,93
$CaCO^3$	Ст. АНИ	1,320	6,090	8,892	16,302
Mil-Lube	Ст. АНИ	0,020	0,435	0,702	1,157
WO Defoam	Ст. АНИ	0,198	0,044	0,070	0,312
Техническая вода	Ст. АНИ	64,350	130,935	219,960	415,245

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

Таблица 7.7 - 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	PDS-1	1	Импортное	0	1500
2	Пескоотделитель	NCS-300	1	Импортное	0	1500
3	Центрифуга	LW 355 x 860-N	1	Импортное	0	1500
4	Илоотелитель	2ZJ-125	1	Импортное	0	1500
5	Дегазатор	ZCQ1/4	1	Импортное	650	1500
6	Гидроперемешатель	L-NJ11	7	Импортное	0	1500
7	Рабочий объем емкостей	50 $м^3$	3	Импортное	0	1500
8	Блок приготовления раствора	V=7 $м^3$	1	Импортное	0	1500

Примечания:

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.

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (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	40	Бурение	Роторный	1	С навеса	60	30-32	10-15
40	650	Бурение, проработка	Роторный	2	5-12	80-90	40-42	8,0
640	650	Разбуривание обратного клапана и башмака	Роторный	3	до 3	50-60	20,0	10
650	1500	Бурение, проработка	Роторный	4	4-10	90-110	22-25	6-10
1300	1490	Отбор керна (по интервально)	Роторный	5	4-6	50-60	15-18	2-4

Примечания:

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 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Э Л Е М Е Н Т Ы КНБК (до бурильных труб)										
	№ по порядку	типоразмер, 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 40м											
1	1	III 393,7 (код по IADC 111)*	0,0	393,7	-	0,55	158,0		19,45	3,1	Разрушение
	2	СУБТ-177,8	0,55	177,8	71,4	18,9	3084,5				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 40 до 650м											
2	1	III 295,3 код по IADC(121)*	0,0	295,3	-	0,46	75,0		127,5	19,6	Разрушение
	2	СУБТ-177,8	0,46	177,8	71,4	9,45	2104,5				Нагрузка
	3	Стабилизатор-295,3**	9,91	295,3	71,4	2,1	483,0				ОЦЭ
	4	СУБТ-177,8	12,01	177,8	71,4	18,9	3084,5				Нагрузка
	5	Стабилизатор-295,3**	30,91	295,3	71,4	2,1	483,0				ОЦЭ
	6	СУБТ-177,8	33,01	177,8	71,4	18,9	3084,5				Нагрузка

Условный номер КНБК	Э Л Е М Е Н Т Ы КНБК (до бурильных труб)										
	№ по порядку	типоразмер, 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
	7	СУБТ-165,1	51,91	165,1	71,4	75,6	10311,8				Нагрузка
3	1	Долото Д=215,9 (торцовый фрез)		215,9	0,4	40			0,4	0,1	(РОКиБ)
Интервал бурения и проработки от 650 до 1500м											
4	1	III215,9 (код по IADC 437)*	0,0	215,9	-	0,36	40,0		167,25	22,7	Разрушение
	2	СУБТ-165,1	0,36	165,1	71,4	9,45	1288,9				Нагрузка
	3	Стабилизатор -215,9**	9,81	215,9	71,4	1,52	217,15				ОЦЭ
	4	СУБТ-165,1	11,33	165,1	71,4	18,9	2577,96				Нагрузка
	5	Стабилизатор -215,9**	30,23	215,9	71,4	1,52	217,15				ОЦЭ
	6	СУБТ-165,1	31,75	165,1	71,4	94,5	12889,8				Нагрузка
	7	Гидромеханический ясс ЯГБ-172-2ВД	126,25	172,0	76,2	3,20	385,0				Ликвидация прихватов
	8	СУБТ-165,1мм	129,45	165,1	71,4	37,8	5155,92				Нагрузка
Интервал отбор керна от 1300 до 1490 (по интервально)											
5	1	215,9/101,6	0,0	215,9	-	0,32	38,0		114,9	15,5	Отбор керна
	2	СК-171,5/101,6	0,32	171,5	101,6	9,4	2234,2				Прием керна
	4	СУБТ-165,1	9,72	165,1	71,4	56,7	7733,8				Нагрузка
	4	Гидромеханический ясс ЯГБ-172-2ВД	66,42	172,0	76,2	3,20	385,0				Ликвидация прихватов
	5	СУБТ-165,1мм	69,62	165,1	71,4	37,8	5155,92				Нагрузка

Примечания:

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. *Для разбуривания обратного клапана, башмака использовать торцовые фрезы, долота без бокового калибрующего оснащения или со срезанными периферийными зубьями.*
4. ** Допускается использование долот других фирм-производителей*
5. ** *Возможно применение калибраторов.*

Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, 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
III 393,7 (код по IADC 111)	Бурение	0	40	550	Временные нормы	0,03
III 295,3 (код по IADC 121)	Бурение	40	650	350		0,51
III 295,3 (код по IADC 121)	Проработка	40	650	900		0,2
Стабилизатор-295,3	Бурение и проработка	40	650	1000		0,18
III 215,9 (код по IADC 437)	Бурение	650	1500	370		2,83
III 215,9 (код по IADC 437)	Проработка	650	1500	1100		0,95
215,9/101,6	Отбор керна	1300	1490	50		0,8
Стабилизатор-215,9	Бурение и проработка	650	1500	1300		0,87

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

Таблица 8.4 - 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
Кондуктор	III 393,7 (код по IADC 111)*	Импортные	-	0,03	1	158,0
	СУБТ-177,8	Стан. API RP 7G	-	18,9	1к-т	4209,03
Техническая	III 295,3 (код по IADC 121)*	Импортные	0,2	0,51	1	75
	Стабилизатор-295,3**	Стан. API RP 7G	-	0,18	1к-т	483,0
	СУБТ-177,8	Стан. API RP 7G		28,3	2к-т	6313,5
	СУБТ-165,1	Стан. API RP 7G		75,6	4к-т	10311,8
Эксплуатационная	III 215,9 (код по IADC 437)*	Импортные	0,95	2,83	4	160,0
	Стабилизатор-215,9**	Стан. API RP 7G	-	0,87	1	217,1
	СУБТ-165,1	Стан. API RP 7G		66,1	5к-т	9022,8
	Гидромеханический ясс ЯГБ-172-2ВД	Импортные	-	3,2	1 к-т	385,0
	215,9/101,6	Импортные	-	0,42	1	38,0

***Примечания**: *Допускается использование долот других фирм-производителей.*
*** Возможно применение калибраторов.*

Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения, тип резьбы, (тип размера замка)	Количество труб, в метрах	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ (ТБИ)	114,3	8,56	G-105	NC 46	1500	192

Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях	Номер секции бурильной колонны	Характеристика бурильной колонны					Длина секции	Масса, тн		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	От (верх)	До (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка материала	толщина стенки	тип замкового соедин.		Секции	Нарастающая с учетом КНБК	статич прочн.	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	0	40	40	1	СБТ (ТБИ)	114,3	G-105	8,56	NC 46	11,7	0,32	19,2	>1,45	>1,5
Бурение, проработка	40	650	650	2	СБТ (ТБИ)	114,3	G-105	8,56	NC 46	484,1	13,3	40,5	>1,45	>1,5
Бурение, проработка	650	1500	1500	3	СБТ (ТБИ)	114,3	G-105	8,56	NC 46	1307,8	41,5	62,5	>1,45	>1,5

Таблица 8.7 - Оснастка талевой 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	1500	Бурение, спуск обсадной колонны	4	5

Таблица 8.8 - 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 цилиндровых втулок, ми	допустимое давление, кгс/см^2	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	Производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	40	Бурение, проработка	3NB-1000	1	0,9	180	138	0,9	120	31,7	31,7
40	650	Бурение, проработка		2	0,9	180	138	0,9	80	21,0	42,0
650	1500	Бурение, проработка		1	0,9	160	138	0,9	100	25,0	25,0
1300	1490	Отбор керна		1	0,9	160	138	0,9	85	18,0	18,0

Таблица 8.9- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стоянке в конце интервала, кгс/см^2	Потери давления (мПа) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	40	Бурение, промывка	53,0	49,0	-	1,1	0,04	2,5
40	650	Бурение, проработка, промывка	50,0	32,0	-	13,1	0,6	4,3
650	1500	Бурение, проработка, расширка после бурения с отбором керна, промывка	85,0	60,0	-	14,9	8,3	1,7
1300	1490	Отбор керна	58,0	4,0	10	24,8	19,2	0,3

Таблица 8.10 - 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^2	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	40	Бурение, промывка	0,41	0,026	Комбинированная	25,0	-	-	92,0	281,7
40	650	Бурение, проработка, промывка	0,42	0,06	Периферийная	-	3	19,1	72,0	243,7
650	1500	Бурение, проработка, расширка после бурения с отбором керна, промывка	1,21	0,068	Периферийная	-	3	12,7	50,0	37,7
1300	1490	Отбор керна	0,77	0,045	Периферийная	-	8	10,3	-	7,25

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуске	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^3	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,08	-
2	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,12	
3	1	нет	да	нет	вода	1,03	-

Таблица 9.2 - 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	Кондуктор	1	0	40	0	0,2	7,5	7,5
2	Техническая	1	0	650	0	4,7	9,0	9,8
3	Эксплуатационная	1	0	1500	0	12	15,6	14,2

Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб						Рекомендуется к использованию: да, нет
наружный диаметр, мм (см. табл. 5.3, гр.5)	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см. табл. 5.3, гр.11)	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	масса, кг/м	
1	2	3	4	5	6	7
323,9	импортное	OTTM	Д	9,5	73,6	Да
244,5	импортное	LTC	К-55	8,94	53,37	Да
244,5	импортное	LTC	N-80	8,94	53,37	Да
168,3	импортное	LTC	К-55	8,94	35, 67	Да
168,3	импортное	LTC	N-80	8,94	35,67	Да

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

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см.табл. 5.2.гр.1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке	Номер навнопрочной 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 на прочности материала труб)	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутренним	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	40	40	2,9	2,9	244,5	LTC	К-55	8,94	29,5	2,6	69,3
2	1	1	0	300	650	16,0	34,7	244,5	LTC	N-80	8,94	6,33	2,55	1,8
2	1	1	300	650	350	18,7	18,7	168,3	LTC	К-55	8,94	5,64	3,68	19,9
3	1	1	0	900	900	32,1	53,5	168,3	LTC	N-80	8,94	3,25	2,41	3,2
3	1	1	900	1500	600	21,4	21,4	244,5	LTC	К-55	8,94	3,53	3,51	11,7

Таблица 9.5 - 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 5% (4% при толщине стенки < 7 мм)	с нормативным запасом 5%
1	2	3	4	5
ОТТМ	ОТТМ – 323,9 * 9,5 – Д; ГОСТ 632-80 Н – 351,0 – Д; ГОСТ 632-80	3,0	3,2	3,0
LTC	LTC – 244,5 * 8,94 - К-55 Стандарт АНИ Н – 269,9 - К-55 Стандарт АНИ	16,8	17,6	16,8
LTC	LTC – 244,5 * 8,94 - N-80 Стандарт АНИ Н – 269,9 - N-80 Стандарт АНИ	19,6	20,6	19,6
LTC	LTC – 168,3 * 8,94 - К-55 Стандарт АНИ Н – 187,7- К-55 Стандарт АНИ	33,7	35,4	33,7
LTC	LTC – 168,3 * 8,94 - N-80 Стандарт АНИ Н – 187,7- N-80 Стандарт АНИ	22,5	23,6	22,5

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарные на 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	количество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	Направляющий башмак БКМ-324	ОСТ 39-011-87	85		40	1	1	85
			Обратный клапан ЦКОД.1-324	ТУ 39-1443-89	76		30	1	1	76
2	Техническая	1	245мм направляющий башмак БКМ-245	ОСТ 39-011-87	53	-	650	1	1	53
			Муфта обратным клапаном 245 мм тип ЦКОД.1-245	ТУ 39-1443-89	52	-	630	1	1	52
			Центраторы Тип ЦЦ-245/295-320-1	ТУ 39-01-08-283-77	15	630 80 0	650 630 80	1 15 7	23	345
			Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-219х245	ТУ 3666-001-00141887-93	13 10	- -	- -	1 1	1 1	13 10
3	Эксплуатационная	1	168мм направляющий башмак БКМ-168	ОСТ 39-011-87	23	-	1500	1	1	23
			Муфта обратным клапаном 168 мм тип ЦКОД.1-168	ТУ 39-1443-89	20	-	1480	1		20
			Центраторы Тип ЦЦ-168/216-245-1	ТУ 39-01-08-283-77	9	1680 650 0	1500 1680 650	2 10 10	22	198
			Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-146х168	ТУ 3666-001-00141887-93	7 7	-	-	1 1	1 1	7 7

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 9.7 - Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединении		Интервал глубины с 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 спуска	название колонны	номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовлени е	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительн ость, мин	расход , л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Кондуктор	1	Элеватор	Р-402	ТУ 38-101708-78	0	40	-	-	-	-	-	-
2	Техническа я	1	Элеватор	Р-2МВП ЛЕНТА ФУМ	ТУ 38-101708-78	0	650	0,4-0,5	650	Контрол ь за уровнем	100	2 цикла	35-40
3	Эксплуатац ионная	1	Элеватор		ТУ 6-05-1388-86	0	1250	0,5÷0,8	1500		600 900	2 цикла	30-35 30-35

Таблица 9.8 - 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, кг/м^3		Давления на устье скважины при опрессовке, мПа			Глубина установки пакера, м	Давления на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секций в раздельно спускаемой части (снизу - верх)	Давление опрессовки труб равнопрочной секций на поверхности, МПа
				раздельно 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	Кондуктор	1	-	1080	1120	7,5	1,2	-	-	-	1	*
2	Техническая	1	-	1120	1170	9,0	3,9					
3	Эксплуата-ционная	1	-	1003		15,6	-	-	-	-	1	*

9.2. Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - 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 раздельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования				
			номер раздельно 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	Кондуктор	Прямой	1	0	40	0	1	10	Тампонажный	0	40
									Продавочный	0	30
2	Техническая	Прямой	1	0	650	0	1	10	Буферный	-	-
									Тампонаж-1	0	300
									Тампанаж-2	300	650
									Продавочный	0	640
3	Эксплуатационная	Прямой	1	0	1500	0	1	20	Буферный	-	-
									Тампонаж-1	0	800
									Тампанаж-2	800	1500
									Продавочный	0	1480

Примечания:

1. По усмотрения Заказчика, марки цемента могут быть заменены на аналоги улучшающие качество цементирования.

2. Одноступенчатое цементирование скважин предусматривает закачку цементного состава в пространство вокруг трубы под высоким давлением при помощи спецоборудования. При глубоких скважинах сложными геологическими условиями используется двухступенчатое цементирования. При других условиях использование двухступенчатой системы тампонажа нерационально и экономически не обосновано.

Таблица 9.10 - 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, $м^3$	плотность, $г/см^3$	пластическая вязкость, мПа*с	динамическое напряжение сдвига, Па	время начала схватывания, мин.	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	1	Буферная	3,0	1,00	-	-	-	-
				Тампонажная	5,0	1,89	50	13	180	16
				Продавочная	5,3	1,08	-	-	-	-
2	Техническая	1	1	Буферная	5,0	1,00	-	-	-	-
				Тампонаж-1	11,7	1,53	46	9,4	250	24
				Тампонаж-2	15,7	1,89	50	13	180	24
				Продавочная	26,6	1,12	-	-	-	-
3	Эксплуатационная	1	1	Буферная	5,0	1,00	-	-	-	-
				Тампонаж-1	15,7	1,53	46	9,4	250	48
				Тампонаж-2	23,9	1,89	50	13	180	48
				Продавочная	30,8	1,17	-	-	-	-

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

Таблица 9.11 - 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 (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, $г/см^3$	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента $кг/м^3$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кондуктор	1	1	Тампонажная	ПЦТ I-G	3,15	-	-	788
					Вода	1,00	-	-	1250
				Продавочная	Тех вода	1,05	-	-	-
2	Техническая	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	5
				Тампонажная	ПЦТ I-G	3,15	-	-	1230
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			2,8
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25			2,8

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)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см^3	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента кг/м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
					Вода	1,00	-	-	1000
				Продавочная	Буровой раствор	1,12	-	-	-
3	Эксплуатационная	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	7,0
				Тампонаж-1	ПЦТ I-G	2,80	-	-	938
					Вода	1,00	-	-	545
					Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10			2,4
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			2,8
				Тампонаж-2	ПЦТ I-G	3,15			1230
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			2,8
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25			2,8
					Замедлитель схватывания (НТФ)***	2,15			1,09
					Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10			2,6
					Вода	1,00			615
				Продавочная	Буровой раствор	1,18	-	-	-

Примечания:

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

Номер колонны в порядке	Номер части колонны в порядке спуска, (см. таб.5.2, гр.8)	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 режиме	Режим работы агрегатов (буровых) насосов						Время выполнения технологической операции, мин	
								Диаметр цилиндровых втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (бурового	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	Затворение	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1	115	4	12,2	69,1	0	2,7	3,7	3,7
					ЦА-320М	Закачка	1	115	3	7,9	117	0	2,7	5,7	9,4
2	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М		1	115	3-4	18,3	50		4,0	3,6	3,6
			Затворения	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1						8,8	8,0	11,6
					ОСР-20	Заполнение	1								
					ЦА-320М	Закачка	1	115	4-5	24,4	75,0		8,8	6,0	17,6
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								
			Сброс пробки											5,0	22,6
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	1	115	4-5	24,4	75,0	1,7	6,9	4,7	27,3
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	2,7	1,0	4,1	31,4
3	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М		1	115	3-4	18,3	50		5,0	4,55	4,55
			Затворения	Тампонаж-1	2СМН-20	Затворение	1						14,1	12,8	17,3
					ОСР-20	Заполнение	1								
					ЦА-320М	Закачка	1	115	4-5	25,6	11,7		14,1	9,2	26,5
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								
				Тампонаж-2	ОСР-20	Заполнение	1								
					2СМН-20	Затворения	1						17,4	11,3	37,8
					ЦА-320М	Закачка	2	115	4-5	25,6	11,7		17,4	11,3	49,1
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								

Номер колонны в порядке	Номер части колонны в порядке спуска, (см. таб.5.2, гр.8)	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 режиме	Режим работы агрегатов (буровых) насосов						Время выполнения технологической операции, мин	
								Диаметр цилиндровых втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (бурового	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
			Сброс пробки											5,0	54,1
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	2	115	4-5	25,6	11,7	14,1	21,5	1,4	55,5
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	16,1	1,0	4,1	59,6

Примечание: *В процессе цементирования осуществляется контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементировочного агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции. Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм - производителей (Halliburton, Sclumberger Dowell), обеспечивающие требуемые режимы цементирования.*

Таблица 9.13 - Потребность в материалах и цементировочном оборудовании

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал цементирования		Номер схемы обвязки цементировочной	Потребное количество										
						Основные ЦА								Дополнительные ЦА		
						Тип	Всего	В том числе на:						Тип	Всего	Резерв
			от, (верх)	до, (низ)				Затворение	Сброс пробки	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	40		ЦА-320М	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-
2	1	1	0	650		ЦА-320М	3	1	1	1	1	-	-	ЦА-320М	-	1
3	1	1	0	1500		ЦА-320М	5	1	1	2	2	-	-	ЦА-320М	-	1

Таблица 9.14 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

№	Название или шифр	Потребное количество			суммарное на скважину
		номера колонн			
		1	2	3	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1	ЦА-320	1	3	5	9
2	СМН-20	1	1	1	3
3	ОСР-20	1	1	1	3
4	БМ-700	1	1	1	3
5	СКЦ-3М	1	1	1	3

Примечание: *по усмотрению Заказчика тип цементировочной техники может быть заменён.*

Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

Номер по порядку	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	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 I-G	ГОСТ 1581-96	9,3	29,3	52,4		91,0
2	Бентонит	СТ РК 1261-2004	0,02	0,04	0,05		0,11
3	Вода	Местная	7,0	13,2	23,6		43,8
4	Буферный порошок МБП-М	ТУ 2148-215-00147001-2000		0,10	0,11		0,21
5	Понизитель водоотдачи (ГидроцемС)	ТУ 2231-009-40912231-2003			0,009		0,009
6	Понизитель вязкости(ЦемпластМФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,009	0,010		0,019
7	Замедлитель схватование(НТФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003			0,04		0,04
8	Пеногаситель(Полицем ДФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003			0,30		0,3

9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.16 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования

Обсадная колонна		Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, мПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования и 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	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	7,5	-	2FZ35-35	Импортное		350	16,7	16,7
2	Техническая	9,0	-	ПУГ FH35-35/35	Импортное		350	16,7	16,7
3	Эксплуатационная Колонная головка	15,4	-	то же	то же		то же	то же	то же
			-	ОКК2-35х168х245х340	ГОСТ 30196-2001		350	1,5	1,5
			-	АФ3-65/65Х35	ГОСТ 13846-2003		-	-	-

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

10.1. Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ИСПЫТАНИЕ С ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ)	Затраты времени на испытание				Затраты времени на испытание			суммарное время по всем объектам, сут.	
			для буровой организации				для геофизических организации				
			нормативное время, ч			всего на объект, сут	нормативное время, ч		всего на объект, сут	для буровой организации	для геофизических организации
номер	глубина нижней границы, м		проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл.3 Вр.УСНВ	испытание (опробование) по табл.2 Вр.УСНВ		ожидание притока по табл.21 СНВ на ПГИ	испытание опрование) по табл.2, 21 СНВ на ПГИ			
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 10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

№ объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб, шт.	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пластов	количество, шт.		шифр пакера	Тип пробоотборника		осевая нагрузка, т	перепад давления, кгс/см^2	депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см^2	количество циклов исследования, шт.	время ожидания притока, ч			диаметр, мм	длина по стволу, м
			испытателей пластов	пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Не предусматривается																

Таблица 10.3 - 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
1	1300	1490	(MDT)	5 (замер давления) 5 (точек отбора проб)	1,0	1	"Сметные нормы времени на испытание объектов скважин с применением испытателей пластов".

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

Таблица 10.4 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу-вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности		
													на избыточное давление	
		от (верх)	до (низ)	номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 п.м, кг/м		теоретическая	плюсового допуска к=1,036	на растяжение	наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	0	1480*	73,0	НКТ	J-55	5,5	9,45	1480*	13,98	14,48	1,51	>1,15	>1,5

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

Таблица 10.5 - 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^3	плотность, г/см^3	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, Па	составляющие компоненты			
								название	плотность, г/см^3	влажность, %	удельный расход на 1 м^3 раствора, кг/м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13
1	1460	1500	Цем.раствор	0,83	1850	52	14	ПЦТ I-G-CC-1	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
2	1400	1450	Цем.раствор	0,81	1850	52	14	ПЦТ I-G-CC-1	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
3	1280	1335	Цем.раствор	0,79	1850	52	14	ПЦТ I-G-CC-1	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20

Таблица 10.6 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт	Продолжительность работы, час
1	2	4	5
1	ЦА-320М	1	8
2	ЦА-320М	1	8
3	ЦА-320М	1	8

Таблица 10.7 - 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
1	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	0,8
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода		$м^3$	0,7
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,9
2	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	0,79
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	$м^3$	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,9
3	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	0,78
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	$м^3$	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8

Таблица 10.8 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне (в одной скважине)

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные	Продолжительность, сут	
			процесса, операции	Суммарная по объекту
1	2	3	4	5
1-объект	Подготовительные работы Шаблонирование колонны Спуск ВСО+перфорация Испытание (4 режима) СКО Работы после интенсификации ИТОГО:	т.22 "ССНВ" т.22 "ССНВ" т.22 "ССНВ" т.3 "ССНВ" т.24 "ССНВ" т.23 "ССНВ"	3,4 1,6 2,5 65,0 4,5 13,0 90	90
2-объект	Спуск ВСО+перфорация Испытание (вызов притока + ГГДИ)-4 режима СКО Работы после интенсификации ИТОГО:	т.22 "ССНВ" т.3 "ССНВ" т.24 "ССНВ" т.23 "ССНВ "	2,5 70,0 4,5 13,0 90	90
			ИТОГО по всем объектам:	180,0

Таблица 10.9 - Виды работ и нормы времени по испытанию объектов продолжительностью 90 дней

Ø штуцера, мм	Необходимое время, в сутках	Виды работ
10 мм	5,6	Установка подъемника А-60/80. Испытание на герметичность устьевого оборудования и эксплуатационной колонны на 100-110 атм в зависимости от ожидаемого пластового давления. Обеспечение прохода в экс. колонне до искусственного забоя путем спуска долота и скребка. Каротажные работы для контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн, проводятся компаниями CNLC, ТОО «КазТехноГИС». Спуск перфоратора на НКТ и перфорация интервала 700-800м. Перфорация колонны производится корпусным перфоратором CNLC 38гр. зарядами с плотностью 16 отв. на 1 п.м. Фаза – 60/900 с привязкой ГК и ЛМ. Освоение скважины снижением уровня жидкости в НКТ, вызов притока и отработка скважины на 10 мм штуцере. При отсутствии фонтанного притока производится свабирование скважины. Демонтаж подъемника. Подключение скважины к временной емкости. Начало испытания скважины: замер дебитов нефти и газа, контроль над изменениями дебитов, давлений и обводненности. Замер забойного давления, температуры. Контрольный отбор проб на общий хим. анализ воды. Определение содержания мех. примеси в жидкости.
	2,8 Проводится при необходимости	При слабом проявлении притока, возможно, потребуется интенсификация путем проведения работ ГРП или СКО. Подготовка скважины для проведения ГРП: переезд станка, проверка и запись давления экс. колонны и меж. колонки, глушение скважины задавочной жидкостью, демонтаж устьевого оборудования, установка и опрессовка ПВО, поднятие подземного оборудования, спуск компоновки для проведения ГРП, установка пакера согласно дизайну, демонтаж ПВО, установка устьевого оборудования предоставленного подрядчиком, проведение ГРП, ожидание разрушения геля и схватывания проппанта (24 часа). Демонтаж устьевого оборудования, монтаж и опресовка ПВО, распакеровка пакера, подъем подземного оборудования, спуск компоновки для очистки интервалов перфорации и забоя, подъем компоновки. Далее монтаж ФА, замер устьевых параметров. При отсутствии фонтанного притока вызов притока осуществляется снижением уровня в стволе скважины методом свабирования как минимум до полного извлечения закаченной жидкости при ГРП/СКО/ПРС.
3 мм-4 мм-5 мм	24,2	Проведение исследований методом установившихся отборов (МУО) прямым ходом, при стационарных режимах фильтрации. МУО основан на определении зависимости между дебитами скважин и забойным давлением при различных режимах и результирующие данные позволяют определить коэффициент продуктивности скважины, проницаемость, а также оценить значение комплексного параметра - гидропроводности пласта. Исследования проводится на нескольких режимам работы скважины, начиная от меньших дебитов (штуцеров) к большим. Запланировано исследование на 3 режимах работы скважины при которых регистрируются во времени изменение следующих параметров: забойных давления и температуры, буферного и затрубного давлений на устье скважины, а также дебита газа, жидкости, мех.примесей. Для получения наиболее достоверных результатов МУО требуется полная стабилизация режимов исследований, при которых в течение определенного отрезка времени устьевые и забойные давления, а так же дебит практически не изменяются. Обычно после каждой смены режима скважины требуется порядка 24-часов ожидание стабилизации, в зависимости от характеристики пласта.
5 мм-4 мм-3 мм	24,2	Проведение контрольного исследования скважин методом установившихся отборов МУО обратным ходом, при стационарных режимах фильтрации. МУО основан на определении зависимости между дебитами скважин и забойным

Ø штуцера, мм	Необходимое время, в сутках	Виды работ
		давлением при различных режимах и результирующие данные позволяют определить коэффициент продуктивности скважины, проницаемость, а также оценить значение комплексного параметра - гидропроводности пласта. Исследования проводятся путем уменьшения дебита (штуцера) до наименьшего значения. Запланировано исследование на 3 режимах работы скважины при которых регистрируются во времени изменение следующих параметров: забойных давления и температуры, буферного и затрубного давлений на устье скважины, а также дебита газа, жидкости, мех.примесей. Для получения наиболее достоверных результатов МУО требуется полная стабилизация режимов исследований, при которых в течение определенного отрезка времени устьевые и забойные давления, а так же дебит практически не изменяются. Обычно после каждой смены режима скважины требуется порядка 24-часов ожидание стабилизации, в зависимости от характеристики пласта.
	24,2	Отбор глубинных проб пластовой нефти на 6мм штуцере, является неотъемлемой частью гидродинамических исследований скважин, для определения физико-химических свойств и пластовой жидкости. С целью правильного определения точки отбора в фонтанирующей скважине, выбирается оптимальный режим работы скважины (чаще всего - через штуцер малого диаметра) для того, чтобы давление в точке отбора было больше давления насыщения нефти газом. Перед отбором проб, прописывается градиент давления, температуры и плотности жидкости по всему стволу скважины автономными манометрами. В результате исследований определяются основные параметры газонасыщенной нефти в условиях пласта: давление насыщения нефти газом, плотность и вязкость однофазной жидкости при давлении и температуре пласта, сжимаемость, полное газосодержание. Полученные результаты необходимы при дальнейшем подсчете запасов нефти и газа, при составлении технологических схем разработки месторождения, при проектировании промыслового оборудования, а также при решении многих других задач нефтедобычи, нефтесбора и нефтетранспорта. Установка двух- или трехфазного мобильного сепоратора для контрольного замера дебита жидкости, газа и газового фактора. Диаметр штуцера при отработке будет определен по результатам отработки МУО. При колебании давления связанного с изменением дебитов жидкости, газа и т.д. необходимо продолжить тестирование до стабилизации режима испытания.
8 мм	9	Отбор поверхностных проб нефти для определения физико-химических свойств (на 8мм штуцере) Отбор поверхностных проб газа для последующего анализа и определения коэффициента сжимаемости, относительной плотности, молекулярного веса, тепловой ценности и компонентного состава газа. С целью определения работоспособности перфорированного интервала, определения профиля притока, характера поступающего флюида, дебита скважины, забойного давления и температуры проводится запись геофизических исследований на трех режимах: статический и динамический на трех штуцерах (штуцер в динамическом режиме будет определен по результатам отработки МУО). После каждой смены режима скважины требуется 24-часовое ожидание стабилизации режима работы скважины. Комплекс ГИС-к включает следующие методы: высокочувствительный термометрию, манометрию, влагометрию, резистивиметрию, расходометрию, термокондуктивный дебитометр, локатор муфтовых соединений, гамма-каротаж.
Всего	**90 дней**	

Таблица 10.11 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
		тип	количество		
Опрессовка ФА на устье скважины.	"Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники"	ЦА-320	3	-	1,5
Опрессовка НКТ		ЦА-320	3	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320	3	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость		ЦА-320	3	3,0	9,0
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	ЦА-320	3	32,0	96
Перфорация	т. 3	ЦА-320	3	29,5	88,5
Вызов притока	т. 3	ЦА-320	3	19,5	58,5
Смена буровой жидкости на техническую воду	т. 3	ЦА-320	3	2,8	8,4
Снижение уровня		УКП-(80КС-250)	3	8,0	24,0
Установка цементных мостов		ЦА-320	3	5,0	15,0
Итого на работу:					303,9

10.3. Методы интенсификации притока в скважине

10.3.1 Гидравлический разрыв пласта

Гидроразрыв пласта (ГРП) — один из самых эффективных методов нефтеотдачи и интенсификации притока жидкости и газа к скважинам, сущность процесса заключается в том, что в скважину под высоким давлением, превышающим гидростатическое в несколько раза, закачивают жидкость, в результате чего происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте. В образовавшиеся трещины нагнетают песчано-жидкостной смеси, который предотвращает смыкание трещин при снижении в них давления. Различают три основных вида гидравлического разрыва пласта: а) однократный; б) многократный; в) направленный (по интервальный). Гидравлический разрыв пласта рекомендуется проводить в следующих скважинах: 1) низкодебитных; 2) с высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора; 3) в скважинах, имеющих заниженный дебит по сравнению с окружающими.

При выборе пласта для проведения гидроразрыва необходимо располагать комплексом данных ГИС; данными о коллекторских свойствах пластов (проницаемости, пористости, составе глинистого материала и цемента) и т.д.

Процесс ГРП проводится в три стадии:

1. закачка в пласт жидкости гидроразрыва (линейный гель), количество которой для однократной операции равно объему НКТ плюс 20-60 $м^3$ жидкости для образования трещин в пласте (мини ГРП);
2. введение в полученные трещины жидкость-песконоситель (сшитый гель) с песком (проппант) для сохранения их в открытом состоянии (основной ГРП). В зависимости от ее вязкости или удерживающей способности песка для однократного разрыва объем ее составляет 80-120 $м^3$, оптимальную концентрацию пропанта в жидкости определяется опытным путем;
3. закачка продавочной жидкости для введения оставшегося в НКТ сшитого геля в трещины пласта.

Порядок проведение гидроразрыва пласта:

1. составляется дизайн ГРП, на основании анализа данных ГИС открытого ствола;
2. составляется рецептура и программа закачки жидкости ГРП по результатам проведенных лабораторных тестов;
3. ПЗР к проведению ГРП: спуск НКТ 73/89 мм с пакером и установкой воронки выше кровли продуктивного пласта, в котором планируется провести гидроразрыв пласта;
4. установка и опрессовка пакера;
5. расстановка флота ГРП, монтаж и опрессовка линии высокого давления, согласно схеме;
6. согласно дизайну ГРП заготовка жидкости гидроразрыва;
7. произвести мини ГРП, которое позволяет скорректировать трещину более приближенной к реальным условиям, по отношению к первоначальным данным дизайна трещины, после ставить на тех. отстой (1-2 часа по программе дизайна ГРП);
8. вносятся соответствующие поправки в работу основного ГРП;
9. произвести основное ГРП, после завершения, которого скважину ставят на тех. отстой (4-12 часов по данным лабораторных тестов) для распада сшитого геля;
10. отработка скважины (полученный незакрепленный проппант и распавшийся гель со скважины вывозится и утилизируется Подрядчиком на спец. полигоне).

Флот ГРП включает в себя следующие техники;
1) Станция контроля ГРП;
2) Блендер - смесительная установка;
3) Насосная установка модели 2250 HP – 3 шт.; мак. Давление – 700 атм.;
4) Насосная установка модели 2250 HP – 1 шт. (резервный); мак. Давление – 700 атм.;
5) Цементировочный Агрегат ЦА-320;
6) Песковозы вместимостью до 30 тонн каждый (3 шт);
7) Емкости для приготовления жидкости ГРП вместимостью до 80 м^3 каждая (3 шт.).

Таблица 10.12 - Потребное количество материала и продолжительность работы при ГРП

Название работ	Потребное количество материалов			Продолжительность работы, мин.		
	Мини ГРП	Основной ГРП	Проппант	Мини ГРП	Основной ГРП	Незапланированное
1	2	3	4	5	6	7
ГРП	30 м^3	120 м^3	30 тн.	10	40	60

Примечание: *Данные взяты по ранее пробуренным скважинам. Объемы жидкости и пропанта будет корректировается по результатам ГИС и лабороторных тестов.*

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Бурение скважины начинают проконтролированным инструментом и спуско-подъемным оборудованием. Неразрушающий их контроль производится по единому графику, составленному буровым подрядчиком.

После аварии с буровым инструментом или спуско-подъемным оборудованием и перед проведением ответственных работ производится внеочередной контроль. Контроль бурильных труб проводится также перед ответственными операциями.

Сроки проведения дефектоскопии устанавливаются по РД 39-13-90, то есть бурильных труб, УБТ и элементы трубных колонн через 450 часов, бурового оборудования 1 раз в год.

Толщинометрию бурильных труб проводить через 1500 час.

Перед отправкой на буровую все бурильные трубы, переводники, УБТ и ведущая труба проходят дефектоскопию на трубной базе бурового Подрядчика.

Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ

Название обсадной колонны	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, ч	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	2	40	450 1500	УБТ-177,8 СБТ-114,3	2 2	Трубные и замковые резьбы	4,8 2,7	1,36 5.32
Техническая	2	650	450 1500	УБТ-177,8 СБТ-114,3	11 51	Трубные и замковые резьбы	4,8 2,7	1,36 5.32
Эксплуата-ционная	2	1500	450 1500	УБТ-165,1 СБТ-114,3	11 160	Трубные и замковые резьбы	4,8 2,7	1,6 5,85

Примечания:

1. Перед началом бурения скважины все бурильные, утяжеленные трубы, переводники, должны проходить визуальный осмотр, обмер замков и труб по наружному диаметру, проверку с составлением акта состояние резьбовых соединений стандартными калибрами, опрессовку, обязательную проверку методом дефектоскопии.

2. Комплектация, эксплуатация и ремонт бурильных, утяжеленных труб и переводников должны регламентироваться инструкцией по эксплуатации бурильных труб.

3. Отработка бурильных труб производится комплектами. Каждая труба комплекта должна иметь маркировку, выполненную на трубной базе и включающуюномер комплекта и номер трубы в комплекте.

Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения 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
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов нагнет. Линия, блок задвижек, шланг		ЦА-320	1	На раб.. давление	ЕНВ	1,53 (92мин.)
Кондуктор	Обсадная колонна и устьевое оборудования	80	ЦА-320	1	75	ЕНВ	1,53 (92мин.)
Техническая	Обсадная колонна и устьевое оборудования	650	ЦА-320	1	121	ЕНВ	1,53 (92мин.)
Эксплуатацион-ная	Обсадная колонна и устьевое оборудования	1700	ЦА-320	1	180	ЕНВ	1,53 (92мин.)

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

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор типа буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- грузоподъёмность;
- монтажеспособность;
- экономичность эксплуатации;
- уровень механизации рабочих процессов;
- экологичность;
- мобильность.

Исходя из этого, для бурения проектной скважины глубиной 1500 м, при максимальном весе бурильной колонны 62,5 тн. и обсадной колонны 53,5тн, а также исходя из наличия буровых установок у Бурового подрядчика, выбраны буровые ZJ-30 с номинальной грузоподъёмностью 173,5 тн.

Буровое оборудование скомпоновано 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 монтажеспособность 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. $К_{исп}$ -0,5

Автокран г/п 20 тн. $К_{исп}$ -0,5

Автопогрузчик Caterpillar-950D $К_{исп}$ -0,5

Вильчатый подъемник г/п 6-8 тн. $К_{исп}$ -0,8

Сварочный агрегат САК (дизель)

12.1. Подготовительные работы к бурению скважины (скважин)

Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к бурению скважин (скважин)

№ п/п	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	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	$м^3$. -.-	2 -.-	№60, №64, УН1, УН2, УН3, УН4, УН5, УН6, УН7, УН8*	3500 3500
2		Устройство насыпи под земляное полотно дороги (подъездной путь) до утрамбовки- 1000 х 6х 1,2 м После утрамбовки- 1000х6х0,8м	$м^3$	1;2	№60, №64, УН1, УН2, УН3, УН4, УН5, УН6, УН7, УН8*	7200 4800
3		Гравийно-песчаное покрытие-1000 х6 х 0,2 м	$м^3$	1,2	-«-	1200
4		Устройство насыпи под земляное полотно буровой площадки до утрамбовки – 150 х 120х 1,2 м После утрамбовки - 150 х 120х0,8 м	$м^3$	1,2	-«-	21600 14400
5		Гравийное покрытие- 150 х 120 х 0,2м	$м^3$	1,2	-«-	3600
6		Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30 м	$м^3$	2		
7		Обваловка площадки ГСМ (15м х 2+35м х 2) х 1,25м с перемещением грунта до 10 м	$м^3$	2		125
8		Противопожарное оборудование и брандспойт	к-т	1,2	-«-	
9		Низковольтная осветительная линия (кабель на стойках)	м	1,2	-«-	
10		Факельная линия 140 мм	м	1,2	-«-	
11		Планировка площадки по окончанию бурения скважины	м	1,2	-«-	

Примечание: **Условные номера скважин, будут уточняться.*

Таблица 12.2 - 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
1	Рекогносцировка участка работ	№60, №64, УН1, УН2, УН3, УН4, УН5, УН6, УН7, УН8	10
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».*

12.2. Объем строительных и монтажных работ для бурения скважины (скважин)

Таблица 12.3 - 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
1,2			№60, №64, УН1, УН2, УН3, УН4, УН5, УН6, УН7, УН8*	ZJ-30	ДВС	первичный / повторный

Примечание: **Условные номера скважин, будут уточняться.*

Сварочный агрегат САК (дизель)
Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

№ т. СЭСН -49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл. св. ап. маш/час	электроды кг	эл.св.ап. маш/час	эл-троды 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	II		5.5	1.5		
250	циркуляционной системы К-0,1	II		2.85	0.2	2.85	0.2
244	шламового насоса	II		2.35	7.42	2.35	7.42
254	ПВО	II		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	II	2	2.61	1	5.22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	к-т	1	9	2.6	9	2.6
257	топливопроводном	-"-	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 0 = 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 (объединенная) 12 (4,7,10,13,15) - Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования «ZJ-30»

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)	
					первичный	повторный
1	2	3	4	5	6	7
1	**Буровая установка "ZJ-30 "**	к-т		1		
	Грузоподъемность: максимальная - 173.5 тн	-"-				
	Привод буровой установки - ДВС дизельный генератор TAD 1242 GE N - 398 кВт	-"-		1		
	дизельный двигатель CAT 3406, N - 343 кВт	-"-		2		
	дизельный двигатель PZ12V190B, N - 375 кВт	-"-		2		
	Вышечно-лебедочный блок, в том числе:					
1.1	Вышка буровая JJ 170 - 36 высотой 36 м	к-т	1;2	1	кр. бл.	кр. бл.
1.2	Кронблок YG г/п - 173.5 тн.	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.3	Талевый блок г/п 173.5тн.	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.4	Крюкоблок г/п 173.5 тн.	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.5	Вертлюг SL - 250 г/п - 250 тн на max. рабочее давление 350 атм.	к-т	-"-	1	-"-	-"-
1.6	Верхний привод BOWEN S-120 г/п 120 тн	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.7	Балкон верхового рабочего	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.8.	Лифт-люлька для верхового рабочего	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.9.	Страховочный канат верхового рабочего	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.10.	Ротор ZP - 275 г/п - 459 тн.	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.11.	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером	-"-	-"-	2	-"-	-"-
1.12.	Пульт управления бурильщика:	-"-	-"-	1	агр.	агр.
1.12.1	индикатор веса на крюке	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.12.2.	индикатор давления на стояке	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.12.3.	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.12.4.	индикатор числа оборотов ротора	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.12.4.	индикатор уровня в доливной емкости	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.12.5	регистратор объема бурового раствора	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.12.6	индикатор глубины скважины	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.13.	Датчики: веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противопотока бурового раствора, газа	к-т	1;2	1	агр.	агр.
1.14.	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	-"-	-"-	1		
1.15.	Средства телеметрии (по условиям контракта)	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.16.	Стояк стальной Ø - 114 мм высокого давления 350 кгс/см^2 для подачи бурового раствора	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.17.	Подсвечник для бурильных труб	-"-	-"-	1	-"-	-"-

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)	
					первичный	повторный
1	2	3	4	5	6	7
1.18.	Шурф для квадрата	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.19.	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.20.	Лебедка гидравлическая г/п – 3 тн и 5 тн.	-"-	-"-	2	-"-	-"-
1.21.	Буровая лебедка JC750 - S N - 560 кВт; г/п 170 тн:	-"-	-"-	1	кр. бл.	кр. бл.
1.21.1	главный тормоз (ленточный)	-"-	-"-	1	агр.	агр.
1.21.2	вспомогательный тормоз WCB324DB	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.21.3	шпилевая катушка	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.21.4	тартальный барабан	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.21.5	противозатаскиватель	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.22.	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната	-"-	-"-	1	-"-	-"-
1.23.	Буровая платформа 8.0 м х6 м х5.5 м, тип ZT250/5 - Z	-"-	-"-	1	-"-	-"-
2.1.	дизельный двигатель CAT 3406, N - 343 кВт	к-т	-"-	2	кр. бл.	кр. бл.
2.2.	дизельный генератор TAD 1242 GE N - 398 кВт	-"-	-"-	1	-"-	-"-
2	**Энергетический блок, в том числе:**					
3.	Воздушный компрессор TU - FLO 1000	-"-	-"-	1	кр. бл.	кр. бл.
3.1.	электрокомпрессор LGFD-6/10-X с электродвигателем N - 55 кВт	к-т	-"-	2	-"-	-"-
3.2.	воздухосборник GB 150-98 с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере	-"-	-"-	2	-"-	-"-
4.	**Циркуляционная система, в том числе:**					
4.1.	буровой насос 3NB-1000, N-735 кВт с консольным краном и тельфером 0.5т.	к-т	1;2	2	кр. бл.	кр. бл.
4.2.	подпорный (подающий) насос с электродвигателем N - 56 кВт	-"-	-"-	1	-"-	-"-
4.3.	металлическая рама (сани)	-"-	-"-	3	-"-	-"-
4.4.	Всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø-305 мм	-"-	-"-	2	узел	узел
4.5.	Задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø-300 мм	шт.	-"-	4	агр	агр
4.6.	Выкидная линия буровых насосов высокого давления Ø-101.6 мм (от насосов до манифольда)	к-т	1;2	2	узел	узел
4.7.	Линия высокого давления Ø- 100 мм 350 кгс/см^2 для подачи бурового раствора от насосов в скважину (манифольд буровых насосов) с зажимами для крепления (утепляется войлоком или стекловатой и закрепляется толью)	-"-	-"-	1	агр	агр
4.8.	Задвижки высокого давления Ø - 100 мм на манифольде буровых насосов	шт.	-"-	4	-"-	-"-
4.9.	Выкидная линия бурового раствора Ø-406 мм (скважина - вибросито)	к-т	-"-	1	узел	узел
4.10.	Емкости для бурового раствора V=37 м^3	-"-	-"-	4	м.бл.	м.бл.
4.11.	Емкость доливная V= 7.3 м^3	-"-	-"-	1	-"-	-"-
4.12.	Обвязка емкостей трубопроводами	-"-	-"-	9	узел	узел

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)	
					первичный	повторный
1	2	3	4	5	6	7
5	**Система приготовления бурового раствора:**					
5.5.	загрузочный бункер	-"-	-"-	2	м.бл.	м.бл.
5.2.	центробежный насос с электроприводом N-55 кВт	-"-	-"-	2	-"-	-"-
5.3.	приспособление для сбора раствора с возвратным шлангом на выкидную линию	-"-	-"-	1	агр	агр
5.4.	выкидная линия с ванной для установки датчиков	-"-	-"-	1	узел	узел
5.5.	Емкость для химреагентов V - 1.5 м^3 с обвязкой	-"-	-"-	1	м.бл.	м.бл.
6.	**Система очистки бурового раствора:**			1	узел	узел
6.1	вибросито линейного действия ZY N8	-"-	-"-	1	-"-	-"-
6.2.	пескоотделитель CSCN250/125с центробежным насосом и электроприводом к нему N- 55 кВт (количество конусов 2)	к-т	1;2	2	узел	узел
6.3.	илоотделитель с центробежным насосом и электроприводом к нему N-55 кВт (количество конусов 10)	-"-	-"-	2	-"-	-"-
6.4.	дегазатор вакуумного типа ZCQ 1/4 производительностью 240 м^3/ч	-"-	-"-	1	-"-	-"-
6.5.	центрифуга горизонтальная LW 450*842NA производительностью 40 м^3/ч	-"-	-"-	1	-"-	-"-
6.6.	Срезающее устройство бурового раствора WHQ 5 x 6	-"-	-"-	1	-"-	-"-
6.7.	Гидравлический перемешиватель: по 1 на емкость или отсек, не включая емкость для осаждения	-"-	-"-	9	-"-	-"-
6.8	Мешалки бурового раствора лопастного типа с минимальным числом и размером лопастей (TOR от 35 до 90), оптимально подобранные по размеру для каждого резервуара системы циркуляции бурового раствора (исключая песколовку) для предотвращения осаждения, с приводом от электродвигателей соответствующего типоразмера во взрывабезопасном исполнении	-"-	-"-	1	м.бл.	м.бл.
7.	Обвязка буровой установки: расположение и конфигурация всех трубопроводов должны предотвращать их замерзание и облегчать промывку. В самых нижних точках трубопроводов должны быть спускные отверстия для уменьшения вероятности их промерзания при транспортировке и хранении. Все трубопроводы утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются толью.	к-т	1;2	1	узел	узел

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)	
					первичный	повторный
1	2	3	4	5	6	7
8	Датчик выкидной линии: электронный датчик на выкидной линии с визуальным отображением данных в процентах о расходе на пульте бурильщика и отдельной регистрацией данных о времени и расходе на бумажном носителе	-"-	-"-	1	-"-	-"-
9	Насос с электроприводом к нему N- 55 кВт для подачи воды	-"-	-"-	1	м.бл.	м.бл.
10	Полевая лаборатория контроля параметров бурового раствора	-"-	-"-	1	-"-	-"-
11	Шламовый насос с электроприводом к нему N- 5.5 кВт	-"-	-"-	1	-"-	-"-
12	Емкость для сбора пластового флюида V- 50 м^3 на концах линий ПВО	-"-	-"-	2	-"-	-"-
12.1.	ЕмкостьV- 25 м^3 для сборов отходов бурения	-"-	-"-	2	-"-	-"-
13	Емкость для технической воды V - 40м^3 с двумя центробежными насосами и электроприводами к ним N - 30 кВт (со встроенным рабочим баком) зauke, заглублена в землю, верх закрыт и оборудован откидным люком, обогревается паровым змеевиком)	к-т	1;2	1	м.бл.	м.бл.
14	Емкость для дизтоплива V - 40 м^3 рабочая с центробежным насосом и электроприводом к нему N-2.2 кВт	-"-	-"-	1	-"-	-"-
15	Бак для дизтоплива V - 4.3 м^3	-"-	-"-	1	-"-	-"-
16	Бак двухсекционный для смазочного масла	-"-	-"-	1	-"-	-"-
17	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива) (утепляется войлоком или стекловатой и закрепляется толью)	-"-	-"-	5	узел	узел
18	Противовыбросовое оборудование на 350 кгс/см^2 (аналог ОП5 - 350/80х350 ГОСТ 13862- 2003) в том числе:	-"-	-"-	1	агр	агр
18.1	ПУГ FH - 35 х 35	-"-	-"-	1	-"-	-"-
18.2	превентор плашечный двойной 2FZ35-35	-"-	-"-	1	-"-	-"-
18.3	13 5/8" (346 мм) четырехходовой переводник на 350 ат	-"-	-"-	1	-"-	-"-
18.4	блок управления ПВО FKQ6404 (возле поста бурильщика)	-"-	-"-	1	-"-	-"-
18.5	дистанционная панель управления JY-70A	-"-	-"-	1	-"-	-"-
18.6	манифольд бурового раствора на рабочее давление 340 ат	-"-	-"-	1	узел	узел
18.7	Манифольд линии дросселирования и глушения скважины диаметром 65 мм на рабочее давление 340 ат (1 гидравлический JLKY 35/65, 1 ручной JLK 35/65 управляемые клапаны и 6 прочих клапанов Y40)	-"-	-"-	1	агр	агр

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)	
					первичный	повторный
1	2	3	4	5	6	7
18.8	Манифольд для глушения скважины диаметром 78 мм на рабочее давление 340 ат (2 плашечных клапана типа PYF 103/35 и 1 обратный клапан)	к-т	1;2	1	-"-	-"-
18.9.	Штуцерный манифольд диаметром 78 мм на рабочее давление 340 ат (1гидравлический и 2 ручных клапана типа PYF 103/35)	-"-	-"-	1	-"-	-"-
18.10.	Пульт управления гидравлическим штуцером (тип манометра Y40, на 400 ат с минимальной ценой деления 1.4 ат.).	-"-	-"-	1	-"-	-"-
18.11.	Сепаратор газа из бурового раствора NQF800/0.7	-"-	-"-	1	-"-	-"-
18.12.	Аккумулятор для закрытия превентора FKQ6404	-"-	-"-	1	-"-	-"-
18.13.	Электрический насос QB-21.80	-"-	-"-	1	-"-	-"-
18.14.	Воздушный насос QYB-40.60L	к-т	1;2	1	агр	агр
18.15.	Гидравлическая лебедка г/п 5 тн	-"-	-"-	1	-"-	-"-
18.16.	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм х 25м	-"-	-"-	2	узел	узел
19	Колонная головка КГ-35-168 х 245	-"-	-"-	1	-"-	-"-
20	Тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью 9 тн	-"-	-"-	1	агр	агр
21	Приемный мост металлический горизонтальный	-"-	-"-	1	м.бл.	м.бл.
22	Приемный мост наклонный	-"-	-"-	1	-"-	-"-
23	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1.25 м	-"-	-"-	2	-"-	-"-
24	Инструментальная площадка	-"-	-"-	1	-"-	-"-
25	Вспомогательный паровой агрегат на дизельном топливе V=2 тн	-"-	-"-	1	-"-	-"-
26	Емкость V-20 м^3 для воды (питание бойлера) с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7.5 кВт с обвязкой	-"-	-"-	1	-"-	-"-
27	Емкость V - 4 м^3 для дизтоплива (питание бойлера) с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7.5 кВт с обвязкой	-"-	-"-	1	-"-	-"-
28	**Обвязка оборудования коммуникациями:**					
29.1	Водопроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются толью)	-"-	-"-	1	узел	узел
29.2.	Топливопроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются толью)	-"-	-"-	1	-"-	-"-
29.3	Воздухопроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются толью)	-"-	-"-	2	узел	узел
29.4	Паропроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются толью)	-"-	-"-	1	-"-	-"-
30	Металлические ограждения бурового оборудования	-"-	-"-	1	агр	агр
31	Металлические кожухи для укрытия коммуникаций	-"-	-"-	1	-"-	-"-
32	Электромонтаж оборудования	-"-	-"-	1	-"-	-"-
33	Электроосвещение буровой установки	-"-	-"-	1	-"-	-"-

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)	
					первичный	повторный
1	2	3	4	5	6	7
34	Контур заземления	контур	-"-	3	-"-	-"-
35	Опрессовка обвязки буровых насосов	агр/оп	1;2	1	агр	агр
36	Центрирование вышки в процессе бурения	вышка	-"-	1	опер.	опер.
37	Радиостанция в режиме диспетчерской связи	к-т	-"-	1	узел	узел
38	Система внутренней связи	-"-	-"-	1	узел	узел
39	Газокаротажная станция (по заявке Заказчика)	-"-	-"-	1	а/м	а/м
40	Подготовительные работы к транспортировке вышечно-лебедочного блока	к-т	-"-	1	кр. бл.	кр. бл.
41	Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину	-"-	-"-	1	агр	агр
42	Мобильный кран г/п 16 - 25 тн. (по условиям контракта)	-"-	-"-	1	-"-	-"-
43	Вильчатый погрузчик ZL50C г/п 5 тн.	-"-	-"-	1	-"-	-"-
44	Сварочный аппарат	-"-	-"-	1	-"-	-"-
45	Резак	-"-	-"-	1	-"-	-"-

Таблица 12.8– Объемы работ при использовании специальной установки для испытания скважин А-50

№ 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 $м^3$ для накопления и временного хранения пластовых флюидов	шт.	-"-	3*50 $м^3$
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 накомительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"-	1
10	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"-	-"-	6
11	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"-	-"-	1
12	Обваловка площадки с наккопительными емкостями 15м х15 х 1м	100 $м^3$	-"-	0,345
13	Агрегат А-50	к-т	-"-	1
14	Устройство оттяжек с якорями к мачте А-50	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 д.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	-"-	4
21	Емкость для накопления и временного хранения пластовых флюидов	-"-	-"-	3*50 $м^3$
22	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"-	-"-	1
23	Замерная емкость 10 $м^3$	шт.	-"-	1
24	Контур заземления накомительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"-	1
25	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"-	-"-	6
26	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"-	-"-	1
27	Обваловка площадки с наккопительными емкостями 15м х15 х 1м	100 $м^3$	-"-	0,345
28	Обваловка площадки с факелом 1,5м х1,5 х 1м	-"-	-"-	0,345

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность бурения скважин

Продолжительность цикла бурения скважины, сут						
ВСЕГО	В том числе:					
	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и Крепление	Испытание		
				Всего	В открытом стволе	В эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7
240	15	5	40	180	1	180

Таблица 13.2 - 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	Кондуктор	1,0	0	40		1,0	
2	Техническая	3,0	40	650		8,2	
3	Эксплуатационная	4,0	650	1500		22,8	

14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ

Таблица 14.1 - 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 комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Приемный мост	1к-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	1шт.
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 комплекте 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 монентомером	БУ	1 к-т
21	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.
22	Блокирующие устройства, исключающие 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	1 к-т (по 2 переводника на типоразмер труб)

№ п\п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
26	3-х фазная розетка для подключения промыслово-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 с уровномером)	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 1шт.
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.
46	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1шт.
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 (съемные 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.

№ п\п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
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
	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12 В	БУ	3 шт.

Примечание: *Дополнительные комплектующие механизмы, агрегаты, приборы безопасности согласно «Нормативов», «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 14.2 - 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
7	Газосигнализатор		ротор, желобной системе, вибросит, насосном помещении (2 штуки), у приемных емкостях (2 штуки), Помещение отдыха персонала

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

Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации

№ 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	Радиостанция в режиме диспетчерской связи РРС-1М		1
2	Радиотелефон для связи с офисом		1

15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

Таблица 15.1 - Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Производство работ по бурению скважин ведется в строгом соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтянной и газовой отраслей промышленности» и «Единые правила рациональному и комплексному использованию недр»: а) методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов(по сигналу «Выброс»); б) план по безопасному ведению буровых работ; в) борьба с загрязнением окружающей среды; 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; д) первая медицинская помощь, транспорт и медицинское обслуживание; е) хранение легковоспламеняемых и взрывоопасных веществ и т.д.; ж) мероприятия по действию персонала при несчастных случаях.
2	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. 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.
3	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. К классу В-1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3 м и территория вокруг открытых устройств, ограниченная расстоянием 5 м. В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.
4	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. 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.
5	Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100°С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта. При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключающий возможность попадания его на пол котельной. Запрещается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках.
6	Для создания безопасных условий труда при бурении 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 бурении скважины. Строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно «Нормативов…», и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности: - «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтянной и газовой отраслей промышленности»; - «Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом» (РД-08-44-94); - «Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора» РД-08-43-94; - «Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб» РД-08-46-94;

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
	- «Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок» РД-08-01-94; - «Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад» РД-08-22-94; - «Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования»; - «Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов» РД-08-41-94; - «Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин»; - «Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении»; - «Инструкция по предупреждению открытых фонтанов»; - «План ликвидации возможных аварий при ГНВП»; - «Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах»; - «Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности».

Таблица 15.2 - Основные требование и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№ п/п	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при бурении 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 промышленной безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Нормами выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в бурении скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 15.3.
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 24000-26000 мг/м^3 (по бензолу) (см. таблицу 15.3).
4	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 и ГОСТ ИСО 8041-2006 по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения шума и вибрации, представленными в таблице 15.4
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться ВСН 34-82 «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности», а также соблюдать требования СН РК 2.04-01-2011, СП РК 2.04-104-2012 «Искусственное и естественное освещение», СН 357-77 «Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий», «Правила устройства электроустановок (ПУЭ)» от 20.03.2015 г. №230, ВСН 332-74 «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон».

№ п/п	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
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, нормы освещенности которых представлены в таблице 15.5. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечнолебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место заряжения прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается, для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания, для освещения производственных помещений, проездов, следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высота помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут быть по условиям технологического процесса образовываться взрыво и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категорий взрыво и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
7	Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, указанных в таблице 15.5 за исключением помещений, для которых показатель ослепленности не ограничен. Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранизирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхнего 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 помешений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
8	В соответствии с СН РК 3.02-08-2013, СП РК 3.02-108-2013 «Административные и бытовые здания» 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, представленными в таблице 15.7. Рабочие должны быть обеспечены горячим питанием, с не регламентированным обеденным перерывом для работающих расстояние до столовой не должно превышать 75 метров. При доставке горячего питания на объекты, должны быть организованы пункты приема пищи. Условия хранения, доставки и условия в пунктах приема пищи должны быть согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания». В комплексе обустройства буровой установки должна быть оборудована столовая (вагон – столовая).

Примечание: *При бурении проектируемых проектных скважин необходимо соблюдать санитарные правила и нормы указанные в таблице 15.2.*

Таблица 15.3 - 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	ГОСТ 29335-92	Буровой мастер, бурильщик, пом.бурильщика
2	Летний костюм: куртка, брюки, части которых выполнены из лавсано-вискозной ткани	ГОСТ 12.4 111-82	бурильщик, пом.бурильщика
3	Куртка утепленная	ГОСТ 17222-71	электромонтер, слесарь по обсл.буровой

№ 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
4	Брюки утепленные	ГОСТ 18235-72	электромонтер, слесарь по обсл.буровой
5	Летний костюм: куртка, полукомбинезон и рубаха со съемным капюшоном	ТУ 17-08-179-83	Буровой мастер
6	Костюм для сварщиков (зимний костюм)	ТУ 17-08-179-83	
7	Куртка, брюки из с пропиткой (для сварщиков, летний)	ТУ 17-08-179-83	
8	Куртка, брюки с пропиткой от пониженных температур	ГОСТ 29338-92	лаборант-коллектор
9	Куртка, брюки из х/б с пропиткой (женские)	ГОСТ 12.4.112-82	лаборант-коллектор
10	Валенки	ГОСТ 18724-88	всем
11	Галоши нефтеморозостойкие	ТУ 38-10622-83	всем
12	Сапоги нефтемаслозащитные	ГОСТ 5782-75	всем
13	Каска защитная, типа «Труд»	ОСТ 39-124-82	всем
14	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75	всем
15	Плащ не промокаемый	ГОСТ 12.4.134-83	Буровой мастер
16	Противогазы фильтрующие, с запасными коробками типа В, КД, БКФ и др.	ГОСТ 12.4.121-83	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 "Дрэгер" типа РА 80/1800-1		2 шт. аварийный запас
20	Индивидуальный противошумовой аппарат, наушники		б/мастер, бурильщик, пом.бурильщика
21	Реагент нейтрализатор сероводорода		По нормам инструкции
22	Противогазы марки «А»	ГОСТ 12.4.121-83	Всем при освоении

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

Уровни шума и вибрация оборудования

В системе мер по обеспечению защиты от шума и вибрации на производстве большое значение имеет нормативно-техническая документация, устанавливающая требования к защите от шума и вибрации обслуживающего персонала.

При бурении скважин производитель работ ориентируется на «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» и ГОСТ ИСО 8041-2006 «Вибрация. Воздействие вибрации на человека. Средства измерений», где установлены требования к шумовым и вибрационным характеристикам мест пребывания людей и к методам их контроля, к методам установления шумовых и вибрационных характеристик источников (машин, механизмов, оборудования, инструмента и т.д.).

Тип и компоновка оборудования¸ имеющегося на буровых станках¸ зависит от каждой конкретной буровой. Вследствие этого уровни шума на буровых станках также будут различаться.

Обычно средневзвешенный уровень шума, составляющий 80 децибел, превышается.

Поэтому все сотрудники будут обеспечены средствами индивидуальной защиты от шума и пройдут обучение по вредному воздействию высоких уровней шума.

А так же предусматриваются следующие мероприятия по уменьшению уровней шума:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;

- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) спец. глушителями;

- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);

- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);

- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, шлемы).

Расчеты уровня звукового давления, при проведении буровых работ, составляют на расстоянии 100м - 56дБ, 150 м -50,12дБ и 200 м -45,96дБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 55 м - 39дБ, что удовлетворяет санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах 80дБ.

Также должны анализироваться все случаи, когда вибрация оборудования представляет собой потенциальное неблагоприятное воздействие на персонал буровой. В качестве примера оборудования, способного представлять собой потенциальное неблагоприятное воздействие на организм, вследствие его вибрации, можно привести монтажные пальцы мачты и подвышечного основания. Как правило, эти пальцы стопорятся шпильками для предотвращения их обратного движения. Все внешние болты и гайки также стопорятся проволокой во избежание разбалтывания и падения на головы персонала. верхних прожекторов, пальцы верхних полатей буровой и иного верхового оборудования, которое может ослабнуть вследствие вибрации оборудования и выпасть. Является проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических медицинских осмотров работающих, осуществляемых медицинскими учреждениями региона ведения буровых работ. График проведения медицинских осмотров согласовывается с СЭС.

Периодическому медицинскому осмотру подвергаются все работники буровой бригады.

Таблица 15.4 - 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 патрубок пневматического бурового ключа АКБ - 3М2

Таблица 15.5 - 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 освещение, 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		
14	Установка для механизации и автоматизации спуско-подъемных операции (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		

№ 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 освещение, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности не более, %	
					при лампах накаливания	при газоразрядных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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	VIIIа	30	75		
19	Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10		
20	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIа	30	75		
21	Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	VIIIв	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	VIIIа	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 заряжения прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место заряжения	Г	Vг	75	100		
29	Каротажный подъемник Путь движения геофизического кабеля:	Барабан, пульт, кабины машиниста					Освещенность установлена	

№ 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 освещение, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности не более, %	
					при лампах накаливания	при газоразрядных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	от каротажного подъемника до блок баланса; от подвесного ролика до устья скважины	 Кабель	Г В Г	X XI	30 50 10	30 50 10	экспериментально	
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 экспериментально	
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 15.6 - Средства контроля воздушной среды

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.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 15.7 - Санитарно-бытовые помещения

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
1	Вагон для буровых мастеров, супервайзера и представителей Заказчика	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

Примечания: *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. 3. Все санитарно-бытовые помещения должны соответсвовать «Санитарно-эпидемиологическим требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства».*

Таблица 15.8 - 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 $м^3$		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 $м^3$		1*	

Примечание: ** - На центральном пожарном щите.*

16. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ

Основными видами аварий в процессе бурения 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: нефтегазоводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов.
6. Осложнения связанные с межколонными давлениями.
7. Аварий с каротажными инструментами, в т.ч радиоактивными приборами.

Таблица 16.1 - 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 спуско-подъемных 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 не допускать 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.		

№ 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
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		
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.

№ 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
		3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.	3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с 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.	3.4. 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.		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.
		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.

№ 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
			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 цементирования 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 плана 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.
		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.
		6.4. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.		

№ 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
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 спуско-подъемных 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 клапан под 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 о начавшемся проявлении.
		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 действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.	8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".
		8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.		
		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за		

№ 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
		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 Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности		
		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 бурильной 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.		
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 Требованию	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.

№ 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
		промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли.		
		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 поглощении предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих 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.
		10.3. Обвязку устья колонными головками производить строго в соответствии с инструкциями завода-изготовителя.		
		10.4. Применять колонные головки, исключающие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.		

17. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

17.1. Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважин на месторождении Карабулак с проектной глубиной 1500 м 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 бурения 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 остаётся 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, газовых и других скважин и списания затрат на их сооружение» от 2 июня 1995 №63/121-П.

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

17.2. 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 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана» от «22» мая 2018 года № 200 и других нормативных документов.

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3 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;

Учитывая выше сказанное, предусматривается установка следующих ликвидационных цементных мостов (согласно табличных данных 4.19):

Вариант 1 – спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм, устанавливаются цементные мосты:

- мост №1 – 1460-1500 м – для перекрытия интервала перфорации нефтяного пласта;
- мост №2 – 1400-1430 м – для перекрытия интервала перфорации нефтяного пласта;
- мост №3 – 1280-1335 м – для перекрытия интервала перфорации нефтяного пласта.

Вариант 2 – без спуска эксплуатационной колонны диаметром 168,3 мм устанавливаются цементные мосты:

- мост №1 – 1250-1420 м – для перекрытия интервала нефтяного пласта;
-мост №2 – 600-650 м – для перекрытия башмака предыдущей колонны.

Глубины и высота установки цементных мостов могут изменяться в зависимости от фактических условий перфорации скважины и нахождения продуктивных горизонтов.

17.3. 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 ½ расчетного объема продавочной жидкости;

- разгерметизация устья;
- подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80 м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём 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 подъёма 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 коррозионно-стойком 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 «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана» от «22» мая 2018 года № 200 и других нормативных документов.

17.4. Консервация скважины

Технологические и технические решения по консервации скважины

Консервация скважины на период обустройства предусматривается после окончания бурения 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 168,3 мм 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 пространствах, 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.

Выбор цемента. 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 испытуемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-96.

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.

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 $V_П$ следует исходить из уравнений

$$V_П = V_Т(1-\Delta V)$$

$$\Delta V = \frac{H_M S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_3 \qquad (1)$$

где $V_Т$ - внутренний объем колонны заливочных труб, м^3; ΔV - относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; $H_М$ - протяженность цементного моста, м; $S_Т$ - площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста, м^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

$$V_ц = HS_c + V_Т (C_1+C_2+C_3+C_0) \qquad (2)$$

где Sc - площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м^2; C_2 - коэффициент потери цементного раствора при смещении 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 17.1. – Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффициенты	Для бурильных 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	002	004	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	002

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 Нм и зоны смешения Нсм в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению

$$H_{см} = H_{м} + \frac{C_2 V_T + C_6 V_{см}}{S_к} \qquad (3)$$

где Vсм - объем зоны смешения, м^3; Sк - площадь кольцевого сечения скважины, м^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 $C_2 = 0{,}0\,1 \div 0{,}02$ 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:

- для первой порции $V_1 = C_4 V_т + C_5 Н_м Sc$ (4)
- для второй порции $V_2 = C_4 V_П$

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).

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, ограничениями 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.

Мероприятия по предупреждению осложнений и аварий при установке моста в соответствии с таблицей 17.2.

Таблица 17.2 - 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 консистометра с учетом температуры и давления.
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка.	Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разбуриваемых 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.
	Смешение цементного раствора с находящейся в контакте с ним жидкостью и низкая точность его продавливания.	Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливают, 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.
Газопрони-цаемость 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.

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 ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88). Все работы по ликвидации скважин будут производится установкой А-50.

Технические характеристики подъемного агрегата А-50 приведены в таблице 17.3.

Таблица 17.3 - Техническая характеристика агрегата А-50

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	М155-2В5	
Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9) (ГОСТ 2914-10)	
Грузоподъёмность, т		50

Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденным ТОО «ПКРР» и согласованным с территориальных подразделений уполномоченного органа в области промышленной безопасности, 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 прискважинной площадки.

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 территориального территориальных подразделений 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 территориальным территориальных подразделений 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 противофонтанной безопасности».
- соблюдения мер безопасности при обработке буровых растворов химреагентами;
- поддержания параметров бурового раствора, специальных жидкостей в соответствии с величинами, регламентированными проектом на бурение 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 требований 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 визуально 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 бурение 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 отведенные места;
- 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 защищенных 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 демонтажа 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 бурения скважины.

18. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

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 бурения скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

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

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

• запас бурового раствора (с глубины 200 м – 52 м^3 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.

18.1. 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 газонефтеводо проявления, 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 противодавления в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодавлением в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО, опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 9.17.

18.2. 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, заключаемыми с буровым предприятием, в которых оговариваются обязательства обоих 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 противофонтанной 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 устанавливают 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 не контролируемых 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 вода (с разницей в плотностях не более 0,5-0,6 г/см^3, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт)
- использования пенных систем.
- Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством компрессирование, 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.
- Свабирование 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 подразделении уполномоченного органа в области промышленной безопасности и АСС.

О проведенных работах по освоению и испытанию скважины ежедневно составляется рапорт.

18.3. 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^3, а емкость долива должна иметь поплавковый 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 перегорожен, 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 $м^3$, 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 $м^3$, 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 $м^3$ 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 = 250литров.

18.3.1. Геофизические исследования и работы

При проведении ГТИ необходимо:

1) своевременно предоставлять партии ГТИ материалы геологотехнологических 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.

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.

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.

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.

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.

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 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.

18.4. 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 сносность вышки с устьем скважины.

2. Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами в обсаженной части ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну.

3. 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 блувдающих 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 теплоизоляционым 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.

18.5. 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 х 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/м3;
- газосодержание на выходе %;

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

18.6. 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".

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

Контролирование состояния фонтанной безопасности оговаривается Руководством по АСС.

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 АСС такое же, как и персонала БУ.

18.8. 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.

18.9. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала

Основными видами аварий в процессе бурения 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: нефтегазоводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов:

5.1 Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.

5.2 Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.

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

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

5.5 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.

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

6 Прихват обсадных колонн:

6.1 Тщательно прорабатывать интервалы сужений.

6.2 Не оставлять колонну без движения на длительный срок,

6.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.

6.4 Определить место прихвата.

6.5 Продолжить спуск колонны.

6.6 Строго выполнять план подготовки ствола к спуску

6.7 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).

6.8 Не оставлять колонну без движения на длительное время.

6.9 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.

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

6.11 В случае безрезультатности установки ванн или опасности.

6.12 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.

6.13 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.

6.14 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.

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

18.10. 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, исключающие 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.

18.11. 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 присущих 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 бурении 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.

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. Осутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах:_____0.00150
5. Отсутствие или неисправность обратного клапана на обсадных трубах:_____0.00120

ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ

1. Поглощение бурового раствора:
Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям:_____0.02000
Завышение плотности раствора: _____0.02000
Несоответствие других параметров раствора:_____0.03000
2. Принятие пластового давления без должного обоснования:_____0.10000
3. Недостаточная плотность раствора в скважине:_ _____0.01000
4. Недолив скважины:
При подъеме инструмента:_____0.06000
При спуске обсадной колонны:_ 0.10000
5.Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине:_____0.05000

ДЕЙСТВИЯ БРИГАДЫ

Неправильные действия буровой бригады при бурении 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

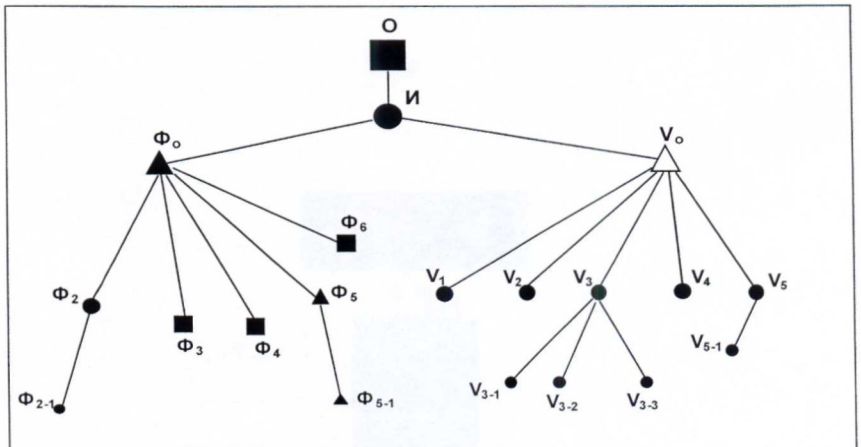


Рис. 1. Дерево отказов и событий

	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
$Ф_1$	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0,000000
$Ф_{1-1}$	Не предусмотрено проектом	▲	0,000000
$Ф_{1-2}$	Не установлено перед началом бурения	▲	0,000000
$Ф_2$	Неисправность превенторного оборудования	●	0,000500
$Ф_{2-1}$	Негерметичность плашек превентора	•	0,000500
$Ф_{2-2}$	Неисправность системы управления ПВО	•	0,000000
$Ф_3$	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0,001100
$Ф_4$	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0,001100
$Ф_5$	Разрушение обсадной колонны	▲	0,000800
$Ф_{5-1}$	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0,000800
$Ф_{5-2}$	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0,000000
$Ф_6$	Неправильные действия буровой бригады	■	0,000300
V_1	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0,100000
V_2	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0,010000
V_3	Поглощение бурового раствора	●	0,070000
V_{3-1}	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	•	0,020000
V_{3-2}	Завышение плотности бурового раствора	•	0,020000
V_{3-3}	Несоответствие других параметров раствора	•	0,030000
V_4	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0,050000
V_5	Недолив скважины	●	0,160000
V_{5-1}	При подъеме инструмента	•	0,060000
V_{5-2}	При спуске обсадной колонны	•	0,100000

Рисунок 18.1. Дерево отказов и событий

18.12. Охрана недр

18.12.1 Общая задача охраны недр в период поисково-разведочных работ на площади

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Указом Президента РК, имеющий силу кодекса «О недрах и недропользовании». 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 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 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 поисковых скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательств 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.

18.12.2 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 – ρ=1,12-1,18 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, незасоряющая пласт;

в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые 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 1,18 г/см^3
- Условная вязкость 35-40 сек
- Водоотдача 5-6 см3/30 мин
- Корка 1,0 мм
- pH 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 210 кгс/см^2. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 210 кгс/см^2. Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 210 кгс/см^2 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 химобработки 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 бурении объектов по добыче и разведке углеводородного сырья устанавливается санитарно-защитная зона размером не менее 1000 м.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13.

Для проведения буровых работ в пределах блоков земельный отвод на одну скважину составит 1,7 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 схемы размещения оборудования на территории бурения 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 централизовано 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.

Помещения и пространства

Класс1

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

Зона О (В-1)

Открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся 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 1,5м 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 3м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве. Зона 2 (В-1 г).

18.12.3 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 разведочных блоков.

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

Направление ∅ 323,9 мм х 40 м. цементируется до устья 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 ∅ 244,5 мм х 650 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.

Эксплуатационная колонна ∅ 168,3 мм спускается на глубину 1500 м с целью разведки и пробный 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:

1. Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважины.
2. Строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.
3. Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований.
4. Обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала.

18.12.4 Контроль окружающей среды

Проведению разведочных 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 природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- «Земельным кодексом Республики Казахстан»;
- Кодексом РК «О здоровье народа и системе здравоохранения»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан.

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, исключающий 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 и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных 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 $м^3$ 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 и механизмов;
- 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.

18.12.5 Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела является Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных приказом МЗ РК от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020.

Известно, что все природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом.

Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

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

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

3. 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 «НРБ-99» СП 2.6.1.758-99, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

4. 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.

5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями «НРБ-99» с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14 мкр/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 НРБ76/78 и ОСП-72/87.

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.

18.12.6 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, быстрейшего 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.

18.12.7 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 согласно «Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК», Алматы 2002г; 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 АСС 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 АСС выдается письменное разрешение на вскрытие и бурение продуктивного пласта.

Запрещается углубление скважины после крепления кондуктора 244,5 мм 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 АСС.

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;

Б) повышение скорости (расхода) выходящего потока бурового раствора;

В) 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 содержание 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.

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 200-300 м 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 отработки 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 5мин 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 ее предохранительным переводником, второй является резервным.

При обнаружении увеличения объема раствора в приемных емкостях на 1 $м^3$ 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 грифонообразованием. 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 бурильной 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 бурильной колонны.

Спуск колонны бурильных 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 $м^3$ спуск колонны должен быть прекращен. Установить причину отклонения согласно признаков 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.
• Контроль над давлением за манометрами.

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

Блок ПВО должен быть предварительно испытан на БУ на рабочее давление. На устье скважины блок ПВО, манифольд и колонная головка должен 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. 9.17

Опрессовку следует проводить в присутствии представителя ВЧ. Результаты опрессовки оформляются актом.

Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:

- до вскрытия продуктивного горизонта -плашечный превентор 1 раз в неделю, универсальный - 1 раз в месяц;
- при разбуривании продуктивного горизонта -плашечный превентор 2 раза в неделю, универсальный - 2 раза в месяц.

19. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ БУРЕНИИ 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 бурения скважин соответствует требованиям «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

19.1. Анализ и оценка степени риска при бурении 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 с бурением 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 нештатных 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 бурении 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 набурение 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.

19.2. Определение степени риска бурения скважины

В нефтяной и газовой промышленности наиболее сложными и опасными являются аварии с открытыми фонтанами при бурении 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 бурения.

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.

19.3. Анализ видов и последствий отказов

Этот вид анализа применяется для качественной оценки безопасности технических систем. В нашем случае, при бурении 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 невосполнимый 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 19.1 - Категория опасности

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофический отказ	Критический отказ	Некритический отказ	отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ > 1	А	А	А	С
Вероятный отказ МО-2	А	А	В	С
Возможный отказ 10"2-ю-4	А	В	В	С
Редкий отказ ю-4-] О'6	А	В	С	д
Невероятный отказ < 10"6	В	С	с	д

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

Таблица 19.2 - Вероятность возникновения аварийных ситуаций

Вид аварии	Вероятность
	Разведочное, 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: Рав = Рт х Nскв х L/1000,

где: Рт - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;.

Nскв- количество скважин с данной аварией;

L - проектная глубина скважины с данной аварией.

Цикл бурения скважины состоит из многих этапов. Первый этап - проектирование, второй – бурение, 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 - бурение 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

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

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

На этапебурения.

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 герметизацию устья скважины при ГНВП.
- 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 бурении скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

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

№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	«Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» РД-39-0148052-537-87	Москва, ВНИИБТ, 1990 г.
2	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (с изменениями и дополнениями от 04.08.2023 г.)	Приказ МИР РК от 30.12.2014 г. №355
3	«Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» (с изменениями по сосотоянию на 17.12.2024 г.)	Приказ МЭ РК от 22.052018 г. № 200
4	«Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и общие технические требования к конструкции» ГОСТ 13862-2003	Межотраслевой стандарт, Минск, 2003 г.
5	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024 г.)	Астана, от 11.04.2014 г. №188-V
6	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.10.2024 г.)	Приказ МЭ РК от 15.06.2018 г. №239
7	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2025 г.)	Астана, от 16.05.2014 г. №202-V
8	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.)	Астана, от 23.04.1998 г. №219-I
9	«Экологический кодекс Республики Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.12.2024 г.)	Астана, от 02.01.2021 г. №400-VI
10	«Водный кодекс Республики Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024 г.)	Астана, от 09.07.2003 г. №481-II
11	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2025 г.)	Астана, от 07.06.2020 года №360-VI
12	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» (с изменениями от 22.04.2023 г.)	Приказу МЗ РК от 11.02.2022 г. №ҚР ДСМ-13
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (с изменениями от 22.04.2023 г.)	Приказ МЗ РК от 15.12.2020 г. № ҚР ДСМ-275/2020
14	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2024 г.)	Приказ и.о. МЗ РК от 11.01.2022 г. №ҚР ДСМ-2
15	«Правила организации сбора хранения и захоронения радиоактивных отходов и отработавшего ядерного топлива» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.10.2023 г.)	Приказ МЭ РК от 08.02.2016 г. № 39
16	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» (с изменениями по состоянию на 15.07.2024 г.)	Приказ МЗ РК от 03.08.2021 г. № ҚР ДСМ-72
17	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»	Приказ МЗ РК от 20.02.2023 г. №26

№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
18	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» (с изменениями по состоянию на 04.05.2024 г.)	Приказ и.о. МЗ РК от 25.12.2020 г. № ҚР ДСМ-331/2020
19	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» (с изменениями от 22.04.2023 г.)	Приказ МЗ РК от 16.06.2021 г. № ҚР ДСМ-49
20	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (с изменениями от 22.04.2023 г.)	Приказ МЗ РК от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ-13
21	«Национальный план обеспечения готовности и действий к ликвидации разливов нефти на море, внутренних водоемах и в предохранительной зоне Республики Казахстан» (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.)	Совместный приказ МЭ РК от 15.05.2018 г. № 182, МИР РК от 24.05.2018 г. № 376 и МВД РК от 19.05.2018 г. № 374
	Справочная литература	
22	«Инструкция по составлению технического проекта на строительство скважин на нефть и газ»	г. Астана, от 2.02.2005 г. № 45
23	«Инструкция по ТБ при исследованиях скважин и испытании пластов» РД-08-41-94	Алматы, МНП РК, 1994 г.
24	«Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» РД 39-7/1-0001-89.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989 г.
25	«Инструкция по испытанию скважин на герметичность»	Куйбышев, 1977 г.
26	«Инструкция по эксплуатации насосно – компрессорных труб» РД 39-0147014-217-86	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987 г.
27	«Инструкция по эксплуатации бурильных труб» РД 39-013-90	Куйбышев, ВНИИТнефть,1990 г.
28	«Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску скважину» РД 39-2-132-78	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980 г.
29	«Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин» РД 390147009-516-86	Краснодар ВНИИКнефть, 1981 г.
30	«Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК»	Алматы, 2002 г.
31	«Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад» РД-08-22-94	Алматы, МНП РК, 1995 г.
32	«Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора» РД-08-43-94	Алматы, МНП РК, 1994 г.
33	«Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб» РД 08-46-94	Алматы, МНП РК, 1994 г.
34	«Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом» РД 08-44-94	Алматы, МНП РК, 1994 г.
35	Первичные действия членов буровой вахты при возникновении ГНВП	Москва, НИИтруда, 1987 г.
36	«Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин»	Приказ МООС от 03.05.12 г. № 129-Ѳ
37	«Трубы нефтяного сортамента» под редакцией Сарояна	Москва, Недра,1976 г.
38	«Трубы обсадные и муфты к ним» ГОСТ 632-80	Москва, Госстандарт, 1982 г.
39	«Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин» под редакцией Булатова	Москва, Недра,1981 г.
40	«Справочник инженера по бурению», т. 1 под редакцией В. И. Мищевича.	Москва, Недра,1976 г.
41	«Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин»	Москва, Недра,2000 г.
42	«Справочник по гидравлическим расчетам в бурении» Б.И. Мительман	Москва, Недра,1963 г.

№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
43	«Справочник инженера по бурению», т.II под редакцией В.И. Мищевича.	Москва, Недра,1978 г.
44	«Спутник буровика» К.В. Иогансен	Москва, Недра,1986 г.
45	«Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые»	Москва, 2000 г.
46	«Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин»	Москва, НИИтруда, 1987 г.
47	Дополнение к РД (390148052-537-87). Раздел 3. «Охрана окружающей природной среды». Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ	Москва, ВНИИБТ, 1990 г.

РАЗДЕЛ II
ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 - Водоснабжение

Расчетная потребность в тех.воде, м^3/сут.	Объем запасных емкостей для водоснабжения, м^3	Необходимо ли: (ДА, НЕТ)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода		Реквизиты проекта бурения скважин для водоснабжения
		бурить скважину для водоснабжения	строить водопровод	подключение водопровода к источнику водопровода	подвозить воду цистернами	Наименование (магистр. водопровод, водовод, водозабор и т.д.)	Место расположение	Рабочий расход, м^3/час	Расстояние до буровой, км	Диаметр, мм	Длина, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Для технических нужд 8,36	167	Нет	Нет	Нет	Нет	Водозаборная скважина	На буровой площадке	-	0,07	100	70	-
Для хозбытовых нужд 2,74	20	Нет	Нет	Нет	Да	водопровод	г.Кызылорда		200	-	-	-
Для питьевых нужд 0,87	20	Нет	Нет	Нет	Да	водопровод	г.Кызылорда		200	-	-	-

1.1. ВОДОПОТРЕБЛЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ

При бурении разведочно-эксплуатационных скважин и проведении буровых работ потребуется использование воды на следующие нужды:
- вода питьевого качества на питьевые нужды рабочих буровой бригады и обслуживающего персонала;
- вода на хозяйственно-бытовые нужды рабочих буровых бригад и обслуживающего персонала;
- вода технического качества на производственные нужды при бурении, а также на производственно-противопожарные нужды.

Расчеты водопотребления и водоотведения выполнены в соответствии с нормативно-техническими документами: СП РК 4.01-101-2012, Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» от 20 февраля 2023 года № 26. А также СНИП IV-5-82. "Часть IV. Приложение. Сборник 49. ЕРЕР. Объем водопотребления определяется в соответствии с нормой суточного расхода воды по этапам бурения скважины.

Источники водоснабжения

Район расположения буровых площадок характеризуется отсутствием поверхностных вод. Подземные воды данной территории отличаются высокой минерализацией, поэтому питьевое водоснабжение вахтовых лагерей и буровых бригад будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной (ближайшие населенные пункты: г.Кызылорда –200 км).

Водоснабжение буровых установок водой технического качества предусмотрено из г.Кызылорда – находящийся на расстояние 200 км.

Вода получаемая из водозаборной скважины по предполагаемому химическому анализу не относится к источнику питьевого водоснабжения - не пригодна для употребления в пищу (данные табл 4.7. ГТП по химсоставу, минерализации, типам воды и пр. – приведены ниже). Поэтому будет поставляться привозная питьевая вода – автоцистернами и бутилированная вода - из п. Жаркамыс.

Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 167 м^3, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды.

Хозяйственно-питьевые нужды в период мобилизации их демобилизации будут обеспечены привозной и бутилированной водой. Качество воды должно отвечать , Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» от 20 февраля 2023 года № 26.Хозяйственно-питьевая вода на территорию ведения буровых работ будет привозиться в цистернах, которые следует обеззараживать не менее 1 раза в 10 дней. Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м^3.

Водопотребление

Проектное время обустройства участка и бурения скважины глубиной 1500 м на месторождении, составит 150 суток. Число персонала, привлекаемого для бурения, обслуживания строительно-монтажных работ и геофизических исследований в скважинах, составит, максимально, 30 человек. Проживать члены буровой бригады будут на участке проведения работ (вагончик с душем, умывальником).

В таблице 1.2 приведены данные расчета расхода воды:

Таблица 1.2 - Расчет расхода воды

№ п/п	Наименование работ	Кол-во дней	Кол-во чел.	Норма на 1 чел.,л/сут.		Расход воды на скважину, м^3, для:			
				питьевой	бытовой	тех. нужд	хозбыто-вых нужд	питьевых нужд	Всего
1	Мобилизация (демобилизация), строительно- монтажные	15	30	20	25	-	11,25	9	20,25
2	Подготовительные работы к бурению	5	25	20	25	215	3,13	2,5	220,63
3	Бурение и крепление	40	25	20	25	1720	25	20	1765
4	Испытание в эксплуатационной колонне	180	12	20	25	7740	54	43,2	7837,2
	Итого:	**240**				**9675**	**93,38**	**74,7**	**9843,1**

Водоснабжение водой буровой бригады для технических нужд осуществляется из пробуренной на территории расположения буровой площадки водозаборной скважины.

Водоснабжение водой буровой бригады для питьевых и хозбытовых нужд осуществляется автоцистернами из г.Кызылорда и привозной бутилированной водой из г.Кызылорда

На скважине одновременно будут находится по (СЭСН-49 т. 49-401, 49-402) при:

- подготовительных работах, бурении и креплении – 25 человек;
- при испытании в колонне – 12 человек;
- монтаже-демонтаже – 30 человек.

Расход воды на хоз. бытовые нужды принят, согласно ГТП - для одного человека 25 л/сут и 20 л/сут. (СП РК 4.01-101-2012 Приложение 3. Нормы расхода воды потребителями).

Норма расхода технической воды при бурении и подготовительных работах принята равной - 43 м^3/сут., при испытании - 20 м^{3}сут.

В полевом лагере будут обустроены душевые в вагончиках. Вагончики будут оборудованы умывальниками. Будет функционировать прачечная. Жидкие стоки по системе временных трубопроводов будут отводиться в выгребные ямы суммарным объемом не менее 20 м^3. Это не приведет к загрязнению подземных вод, поскольку они залегают на глубинах более 50м от поверхности земли.

Хозяйственно-питьевые нужды

Общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит: **93,38+74,7= 168,1 м^3.** В т.ч. воды питьевого качества: **74,7 м^3.**

Производственные нужды

На буровых установках техническая вода будет расходоваться на приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, мытье оборудования, рабочей площадки, испытания и другие технические нужды. Согласно проектным проработкам объем потребления воды на производственные нужды за период бурения одной скважины глубиной 1500 м составит: **9675 м^3.**

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды

На территории буровых площадок и вахтовых лагерей предусмотрены две системы временной канализации:

- хозяйственно-бытовая;
- производственная.

Хозяйственно-бытовые стоки от модулей полевых лагерей по системе временных трубопроводов будут отводиться в септик (20 м^3), изолированный от поверхностных и подземных вод. По мере наполнения септика стоки будут откачиваться, и вывозиться специализированными машинами - автоцистернами на специально оборудованные очистные сооружения, стоящие на балансе организаций, имеющих соответствующие разрешения на прием и утилизацию сточных вод, по договору с этими организациями.

Производственные стоки от мойки транспорта отводятся в септик на стоянке, стоки также будут вывозиться по договору на спецпредприятия имеющие специально оборудованные очистные сооружения. Проектные решения рассматривают максимальный возврат производственных стоков и их повторное использование.

Септики после окончания буровых работ будут опорожнены, дезинфицированы. Территория септиков будет рекультивирована.

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит **168,1 м^3/период** ведения буровых работ на 1-ой скважине.

Качественный состав сточных вод, сбрасываемых в септик, стандартный и удовлетворяет требования СНиП 2.04.03-85. Концентрация загрязняющих веществ определена исходя из удельного водоотведения на одного человека. Количество загрязняющих воду веществ на одного человека для определения их концентрации в бытовых сточных водах принято согласно СН РК 4.01-03-2011 «Водоотведение. Наружные сети и сооружения».

На площадках буровых установок будет использована стандартная схема очистки буровых сточных вод. После очистки они могут использоваться повторно.

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов сточных вод при бурении скважин. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.

Буровой раствор, применяемый при бурении скважин, готовится в блоках приготовления бурового раствора, хранится в металлических емкостях.

Расчетный объем ОБР на скважину 1500 м равен 254,96 **м^3.**

Согласно технической части проекта объем отработанного бурового раствора, складируемого в металлические емкости, определяется из расчета 20% от объема исходного бурового раствора, из них 5 % остается в скважине и 15 % выходит на поверхность, которая теряется с буровым шламом. Таким образом, всего объем отработанного бурового раствора составит: 254,96 м^3 х 0,2 = **50,99 м^3**. Масса отработанного бурового раствора от одной скважины гл.1500 м составит: 50,99 х 1,17= 59,66 т/период.

Рекомендуемые групповым техническим проектом буровые растворы отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов. Компоненты бурового раствора, 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.

Буровые сточные воды (БСВ) по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, которые обеспечивают высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Расчетный объем буровых сточных вод на одну скважину составит:

$V_{БСВ}$ = 2 х 254,96= **509,9** м^3.

Количество отработанных буровых сточных вод

Количество отработанных буровых сточных вод определяется по формуле:

$Q = V_{БСВ} * \rho_{бсв}$

$V_{бсв}$ – объем буровых сточных вод, м^3;

$\rho_{бсв}$ – удельный вес буровых сточных вод, 1,05 т/ м^3;

Q = 509,9 х 1,05 = 535,4 т/период.

Весь объем образующихся производственных сточных вод за весь период по системе канализационных стоков будет направляться в резервуар сбора буровых сточных вод, затем в систему очистки. Условно чистая техническая вода может использоваться на текущие технологические нужды.

Очистка производственных сточных вод будет осуществляться по мере их образования и сбора. Часть воды, потребляемой на производственно-технологические нужды, будет потеряна безвозвратно (фильтрация в горные породы в процессе промывки скважины, доувлажнение выбуренной породы, приготовление тампонажного раствора и т.д.). При этом, безвозвратные потери воды в блоке очистки, по опыту водопользования при бурении скважин, составят 5 %.

Таблица 1.3 - Объемы водоотведения (бурение скважин 1500 м)

Наименование	Объем стоков, м^3/период	Место отведения
Хозяйственно-бытовая канализация	168,1	Специально оборудованный гидроизолированный септик с вывозом на существующие очистные сооружения
Производственная канализация:		
Буровые сточные воды	509,9	
Мойка транспорта	5	Септик на стоянке транспорта с вывозом на существующие очистные сооружения
Пылеподавление	10	Безвозвратные потери
Пожаротушение	50*	Место возгорания, безвозвратные потери
Всего производственных стоков	743	

Объем сточных вод, вывозимых на специально оборудованные очистные сооружения, составит:

- хозяйственно-бытовых - **V= 168,1 м^3;**
- производственных - **V = 584,9 м^3.**

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
-	Дизель генераторы		Автономное	На месте	-	-	-

Сведения об энергоснабжения

СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Потребность в горюче-смазочных материалах (ГСМ) определена согласно **СНиП IV-5-82 часть III:раздел III**:

Буровая установка ZJ-20:

Дизельный двигатель «CAT3512DITA» N - 485 кВт, (1 шт.) (силовой двигатель)

1. Дизельное топливо: 0,00023*485*24*0,86*(0,2*2+40*0,41)= 38,7тн.
2. Масло: 0,066*(0,2*2+40*0,41)= 1,1 тн.

Дизельный двигатель «CAT3406» N - 460 кВт, (2 шт.) (насос)

1. Дизельное топливо: 2*0,000208*460*24*0,86*(0,2*2+40*0,41)= 66,4тн.
2. Масло: 2*0,025*(0,2*2+40*0,41)=0,84тн.

Дизельный двигатель «CAT3406» N - 400 кВт, (1 шт.) (освещение)

1. Дизельное топливо: 1,24*0,86*(2+40)= 44,8 тн.
2. Масло: 0,025*(2+40)= 0,60 тн.

Установка опробования А-50:

Силовой двигатель ЯМЗ-238 (1 шт.)

1. Дизельное топливо: 0,833*90*0,5= 37,5тн.
2. Масло: 0,0277*90*0,5=1,24 тн.

Дизель – генератор (мощностью 100 кВт) при освещении (1 шт):

1. Дизельное топливо: 0,44*90*0,294*0,5= 5,8 тн.
2. Масло: 0,44*90*0,005*0,5= 0,01 тн.

Потребность в ГСМ на бурение

Потребность в ГСМ для двигателей установки				Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, тн.	База снабжения ГСМ	
Всего	В том числе				наименование	Расстояние до буровой
	топлива	масла	смазки			
1	2	3	4	5	6	7
	149,8	2,55	-	-	-	-

Потребность в ГСМ на опробование

Потребность в ГСМ для двигателей установки опробование, тн.				База снабжения ГСМ	
Всего	В том числе			наименование	Расстояние до буровой
	топлива	масла	смазки		
1	2	3	4	5	6
-	43,3	1,25	-	-	-

3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организации исполнителей и местожительства персонала (в том числе на территории заказчика, подрядчика), место отправления вахтово-экспедиционного персонала ж/д вокзал а/м транспортом		Номер маршрута	Характеристика маршрута						
			общая протяженность км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	(наземный, морской, речной, железнодорожный, авиа: вертолет, самолет)	наземные пути подвоза		
наименование организации, промбазы, и т.д.	пункт						тип дороги (асфальтированная грунтовая, лежневая, и т.д.)	вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (ДА, НЕТ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Маршруты транспортировки грузов и вахт определяет буровой подрядчик.									

Таблица 3.2 - Ведомость потребности в строительных машинах и спецагрегатах

Наименование (шифр, марка) строительных машин и спецагрегатов	Номер маршрута	Количество вызовов по этапам строительства					
		Подготовительные работы к строительству	Строительно-монтажные работы	Бурение и крепление		Испытание (освоение)	
				Название колонны	значение	В процессе бурения	В эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Строительные машины и спецтехнику доставляет буровой подрядчик							

ПРИЛОЖЕНИЯ

Утверждаю
Главный инженер АО "ПККР"
_____ Жумабек Конысбаев
"____"_____ 2025 г.

Геолого-технический наряд

АО "ПККР"
Месторождение: Карабулак
Номер скважины: №60, №64, №УН1, №УН2, №УН3, №УН4, №УН5, №УН6, №УН7, №УН8,
Проектная глубина: 1500 м
Проектный горизонт: Палеозой

Буровой станок: ZJ-30 или аналог
Привод: дизель-электрический
ПВО: 2FZ35-35
ПУГ FH35-35/35

Обвязка обсадных колонн : ОКК2-35х168х245х340
Фонтанная арматура :АФ3-65/65Х35
Бурильные трубы: 127 мм, марка материала: G-105

Геологическая часть					Техническая часть										
					Конструкция скважины					Режим бурения					
Глубина, м	Кровля геологического горизонта	Твердость пород	Интервалы отбора керна	Осложнения при бурении	426 мм	323,9 мм	244,5 мм	168,3 мм	Способ бурения	Осевая нагрузка, тн	Частота вращения, об.мин	Подача насосов, л/сек	Тип и размер долота	Параметры бурового раствора	Примечание
50	ПАЛЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА (P)	Мягкие	Отбор керна производиться в интервалах 1300-1309 м, 1420-1429 м, 1480-1489 м. Отбор шлама производиться в интервалах 150-650 м, 650-1500 м.	В интервале 0-150 м возможны поглощения с максимальной интенсивностью в пределе 5 м³/час при забойном давлении выше пластового давления на 8%. В интервале 0-150 м осыпи и обвалы, текучие породы. В интервале 200-670 м прихватоопасные зоны. В интервалах 1300-1315 м, 1420-1430 м, 1480-1490 м возможны нефтепроявления.	10 м	40 м			Роторный	С навеса	60	30-32	393,7 мм	Техническая вода. Плотность: 1,05-1,12 г/см³. Условная вязкость: 45-50 сек. Водоотдача: 6-8 см³/30 мин. СНС: 1 мин: 20 дПа. СНС: 10 мин: 30 дПа. Корка: 1,0 мм. pH: 9-10.	
100										5-12	80-90	40-42	295,3 мм	Полимеркалиевый раствор. Плотность бур-го р-ра: 1,08-1,12 г/см³. Условная вязкость: 45-50 сек. Водоотдача: 5-6 см³/30 мин. СНС: 1 мин: 28 дПа. СНС: 10 мин: 38 дПа. Корка: 0,5-1,0 мм. Содержание песка: <1,0 %. pH: 8,5-9,5. Содержание (KCl): 7-8%. Пластическая вязкость: 9-10 мПа*с. Динамическое напряжение сдвига: 14-16 дПа. Плотность до утяжеления: 1,05 г/см³.	
150															
200	МЕЛОВАЯ СИСТЕМА (K)	Мягкие, средние													
250															
300															
350															
400															
450															
500															
550															
600															
650							650м								
700										4-10	90-110	22-25	215,9 мм	Полимеркалиевый раствор. Плотность бур-го р-ра: 1,08-1,17 г/см³. Условная вязкость: 35-40 сек. Водоотдача: 4-5 см³/30 мин. СНС: 1 мин: 18 дПа. СНС: 10 мин: 27 дПа. Корка: 0,5 мм. Содержание песка: <1,0 %. pH: 9,5. Содержание (KCl): 6-7%. Пластическая вязкость: 8-10 мПа*с. Динамическое напряжение сдвига: 14-16 дПа. Плотность до утяжеления: 1,07 г/см³.	
750															
800															
850															
900															
950															
1000															
1050															
1100															
1150															
1200															
1250															
1300															
1350	KZ	Твердые													
1400															
1450															
1500								1500м							

Генеральный директор ТОО «КазНефтеПроект»
_____Кабдолов С.

ЖАУАПКЕРШІЛІГІ ШЕКТЕУЛІ СЕРІКТЕСТІГІ
КазНефтеПроект
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТ-СТЬЮ
ГОРОДАТЫРАУ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

Приложение 2. Техническое задание на внесение Дополнений к групповым техническим проектам по контрактным территориям АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» №337, 338, 4539, 3939

Техническое задание
на внесение дополнений к групповым техническим проектам
по контрактным территориям АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»
№337, 338, 4539, 3939.

Внести дополнения в групповые технические проекты на строительство скважин на к/т 337, 338, 4539, 3939 (количество и номера скважин, отработок газа при освоении и изменению сроков проведения работ, а также обновлению законов и правил при необходимости).

По к/т 337, м/р Арыскум

год	Кол-во	номера
2025	1скв	№435
2026	2скв	УН1, УН2
2027	1скв	УН3
2028	2скв	УН4, УН5
2029	1скв	УН6

По к/т 338, м/р Кызылкия

год	Кол-во	номера
2025	1скв	№368
2026	5скв	УН1, УН2, УН3, УН4, УН5
2027	3скв	УН6, УН7, УН8
2028	1скв	УН9

По к/т 4539, м/р Карабулак

год	Кол-во	номера
2025	2скв	№60, 64
2026	4скв	УН1, УН2, УН3, УН4,
2027	3скв	УН5, УН6, УН7,
2028	1скв	УН8

По к/т 3939, м/р Юго-Западный Карабулак

год	Кол-во	номера
2025	2скв	№53, 72
2026	2скв	УН1, УН2,
2027	3скв	УН3, УН4, УН5,

Заместитель директора, Бурение
АО «ПККР» Шэнь Гуаньчжун

Исполнитель:
Мамбетов Мурат
Ведущий геолог, отдел Бурения

Приложение 3. Лицензия на «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа» (1 из 3)

15007682

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

24.04.2015 года **15007682**

Выдана **Товарищество с ограниченной ответственностью "КазНефтеПроект "**

Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, ул. Баймуханова, дом № 45 а., БИН: 080340017277

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес -идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие **проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание **Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар **Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) **БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Дата первичной выдачи **20.05.2008**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Астана**

Приложение 3. Приложение к лицензии на «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа» (2 из 3)

15007682 **Страница 1 из 2**

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 15007682

Дата выдачи лицензии 24.04.2015 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородного сырья
- Составление проектных документов для месторождений углеводородного сырья

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "КазНефтеПроект"**

Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, ул. Баймуханова, дом № 45 а., БИН: 080340017277

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база **Атырауская обл., г. Атырау, пр-кт Азаттык, д. 101 а.**

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар **Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен маңызы бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

Приложение 3. Приложение к лицензии на «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа» (3 из 3)

Номер приложения	001
Срок действия	
Дата выдачи приложения	24.04.2015
Место выдачи	г.Астана

Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен маңызы бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

Приложение 4. Лицензия на природоохранное проектирование (1 из 2)

1 - 1

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

01330Р

Выдана	**Товарищество с ограниченной ответственностью "КазНефтеПроект"** Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, дом № 101а., -., БИН: 080340017277 (полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)
на занятие	**Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды** (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)
Вид лицензии	**генеральная**
Особые условия действия лицензии	(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)
Лицензиар	**Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.** (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)
Место выдачи	**г.Астана**

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

Приложение 4. Приложение к лицензии на природоохранное проектирование (2 из 2)

Страница 1 из 1

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01330Р

Дата выдачи лицензии 18.01.2010 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

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

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

Производственная база

(местонахождение)

Лицензиат Товарищество с ограниченной ответственностью "КазНефтеПроект"

Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, дом № 101а., -., БИН: 080340017277

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

Лицензиар Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к лицензии

Дата выдачи приложения к лицензии

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Астана

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

Приложение 5. Заключение №KZ84VQR00014458 от 18.03.2019 г., РГУ «Департамента Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Кызылординской области»

1 - 1

"Индустриялық даму және өнеркәсіптік қауіпсіздік комитетінің Қызылорда облысы бойынша департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі

Республиканское государственное учреждение "Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Кызылординской области

Номер: KZ84VQR00014458

Дата выдачи: 18.03.2019 г.

АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз"

Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., г.Кызылорда, улица Казыбек Би, дом № 13, 13

ПИСЬМО-СОГЛАСОВАНИЕ

Республиканское государственное учреждение "Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Кызылординской области, в соответствии со статьей 78 Закона Республики Казахстан "О гражданской защите", согласовывает проект «Групповой технический проект на строительство разведочно-эксплуатационных скважин проектной глубиной 1500м (+-250м) на месторождении Карабулак контракной территории 4539» в части промышленной безопасности.

Условием действия данного согласования является обязательное соблюдение законодательства, правил и других действующих нормативных документов по промышленной безопасности Республики Казахстан.

Руководитель департамента Кыстаубаев Кабылбек

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документавы можете на портале www.elicense.kz.

Приложение 6.

АО «ПККР»
ТОО «КазНефтеПроект»

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ
ПРОЕКТА

на бурение разведочно-эксплуатационных скважин
на структуре – **КАРАБУЛАК**
Цель бурения и назначения скважины (скважин) - разведка и эксплуатция

Вид скважины – **Вертикальный**

Листов 2

Главный инженер проекта
ТОО «КазНефтеПроект» **Аймагамбетов С.Р.**

г. Атырау, 2025 г.

Сравнительные технико-экономические показатели

Таблица 1

№ п/п	наименование показателя	Единица из-мерения	Значения показателя		При-меча-ние
			проектного	фактиче-ского	
1	Глубина скважины по вертикали по стволу	м	 1500 1500		
2	Продолжительность бурения скважины всего: -строительство и монтаж, демонтаж -подготовительные работы к бурению -бурение и крепление -испытание всего	 сут. сут. сут. сут. сут.	 240 15 5 40 180		
3	Глубина спуска обсадных колонн: - направление Ø 323,9мм - кондуктор Ø 244,5мм - эксплуатационная Ø 168,3мм	 м м м	 40 650 1500		
4	Затраты времени на работы по проходке: - направление Ø 323,9мм - кондуктор Ø 244,5мм - эксплуатационная Ø 168,3мм	сут.	 1,0 8,2 22,8		
5	Затраты времени на крепление - направление Ø 323,9мм - кондуктор Ø 244,5мм - эксплуатационная Ø 168,3мм	сут.	 1,0 3,0 4,0		
6	Расход долот по всем типо размерам				
	III 393,7мм код по IADC (111)	шт	1		
	III 295,3мм по IADC (121)	шт	2		
	III215,9мм код по IADC (437)	шт	4		
	Бур.головка 215,9/101,6	шт	1		
7	Затраты времени на испытание (освоение) скважины в эксплуатационной колонне по объектам	сут.	180		
8	Затраты времени на испытание (опробование) пластов в процессе бурения	сут.	1,0		
9	Материалы для бурового раствора	т			
	Каустическая сода	т	0,824		
	Кальц сода	т	0,824		
	MIL- PAC R	т	1,569		
	MIL- PAC LV	т	2,225		
	New Drill Plus	т	1,335		
	UNI- CAL CF	т	2,225		
	KCL	т	20,93		
	$CaCO_3$	т	16,302		
	Mil-Lube	т	1,157		
	WO Defoam	т	0,312		
	Техническая вода	т	415,245		
	Биолюб LVL	т	1,16		
	SC-135	т	0,29		
	Техническая вода	т	191,28		

Приложение 7.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТИПА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Цель бурения и назначения скважин:	Поисковая
Вид скважин:	Вертикальная
Проектная глубина скважин:	1500 м
Максимальная масса бурильной колонны в воздухе:	62,5т
Максимальная масса обсадной колонны в воздухе:	53,5т
Максимальная масса НКТ в воздухе:	13,8т

Согласно технической характеристике, а также с учетом наличного парка буровых установок у подрядчика, принимается Буровая установка «**ZJ-30**», с грузоподъемности 173,50 тн и для испытания Буровая установка «**A-50**» допустимой нагрузкой 50тн.

Максимально допускаемая нагрузка на крюке установки «ZJ-30» - 173,5тн

При этом необходимо соблюдение условий:

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

62,5$\leq$ 0,6 * 173,5т

62,5$\leq$ 104,1т

2.$Q_{max\ обс.колон} \leq 0{,}6\ Q_{доп.\ max\ на\ крюке}$

53,5 $\leq$ 0,6 * 173,5т

53,5 $\leq$ 104,1

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

13,8 $\leq$ 0,6 * 50т

13,8 $\leq$ 30т

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

Приложение 8. Расчет объемов отходов бурения

Схема расчета обьемов отходов бурения согласно по методике №129п 03.05.2012г

1. Обьем выбуренной породы при строительстве скважин

$$V_П = n * K_К * R^2 * L$$

2. Обьем бурового шлама

$$V_{БШ} = K_Р * V_П$$

3. Обьем отработанного бурового раствора

$$V_{обр} = K_Р * V_п * K + 0,5 * Vц$$

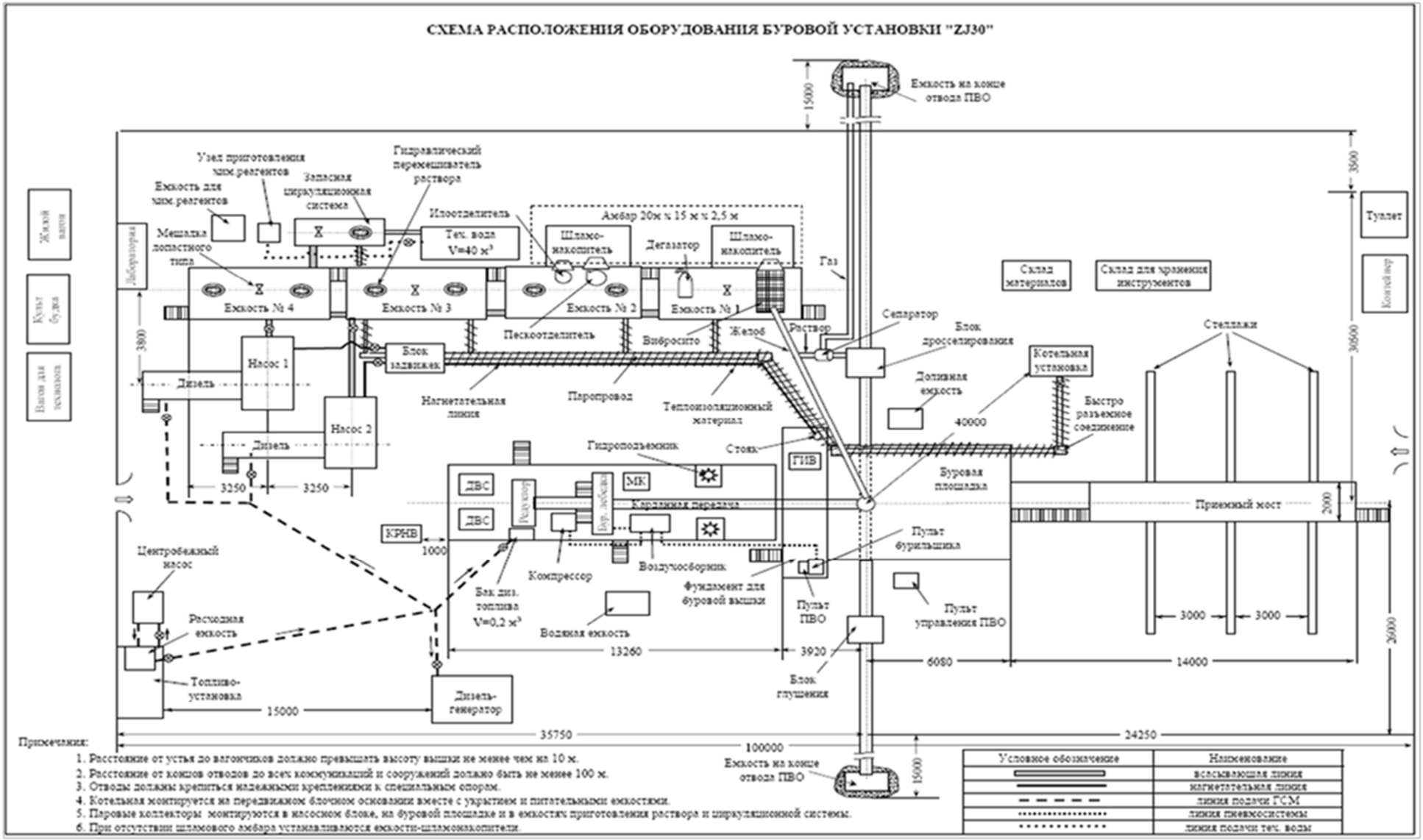
К= 1,052 Ккоэффициент, учитывающий потери бурового раствора,уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе

4. Обьем буровых сточных вод

$$V_{БСВ} = 2 * V_{ОБР}$$

№п/п	Наименование	Ед.изм	Интервалы бурения							
			0- 10	10 40	40 650	650 1500				
1	Диаметр скважины, D	м	0,4900	0,3937	0,2953	0,2159				
	Радиус скважины, R	м	0,245	0,197	0,148	0,108				
	Радиус скважины, R2	м	0,0600	0,0387	0,0218	0,0117				
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	10	30	610	850				
3	Коэффицент кавернозности, $K_К$		1,15	1,15	1,15	2,15				
4	Обьем интервала скважины	$м^3$	2,17	4,20	48,02	88,17				
5			3,14	3,14	3,14	4,14				
6	Коэффицент разуплотнние породы, $K_Р$		1,2							
7	Обьем циркуляционной системы БУ	$м^3$	150							
	Итого обьем всей скважины,Vп	$м^3$	142,55							
	Обьем бурового шлама	$м^3$	171,06							
	Обьем отработанного раствора,$V_{ОБР}$	$м^3$	254,96							
	Обьем буровых сточных вод,$V_{БСВ}$	$м^3$	509,92							

Приложение 9. Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-30



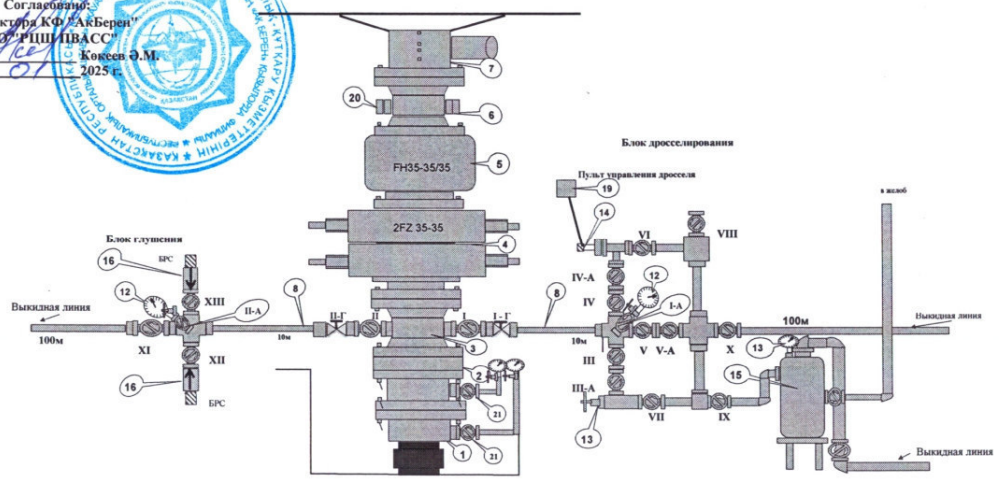
Приложение 10. Схема обвязки устья скважины ПВО

Типовая схема обвязки устья скважины ПВО при буении разведочных и нефтегазовых скважины на площадях

Юго-Восточный Кумколь, Южный Кумколь, Восточный Кумколь, Кызылкия, Арыскум, Майбулак, Северный Нуралы, Карабулак, Юго- Западный Карабулак, Бухарсай

Согласовано:
И.о директора КФ "АкБерен"
ТОО "РГШПВАСС"
Кокеев Э.М.
"10" 01 2025 г.

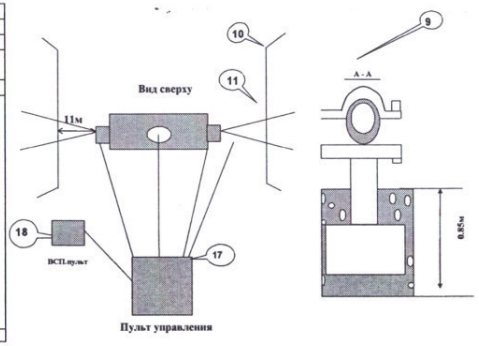
Утверждаю:
Заместитель директора по коммерческим вопросам
ТОО БК "Великая стена" (Кызылода)
Ло Цзи
"13" 01 2025 г.



ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

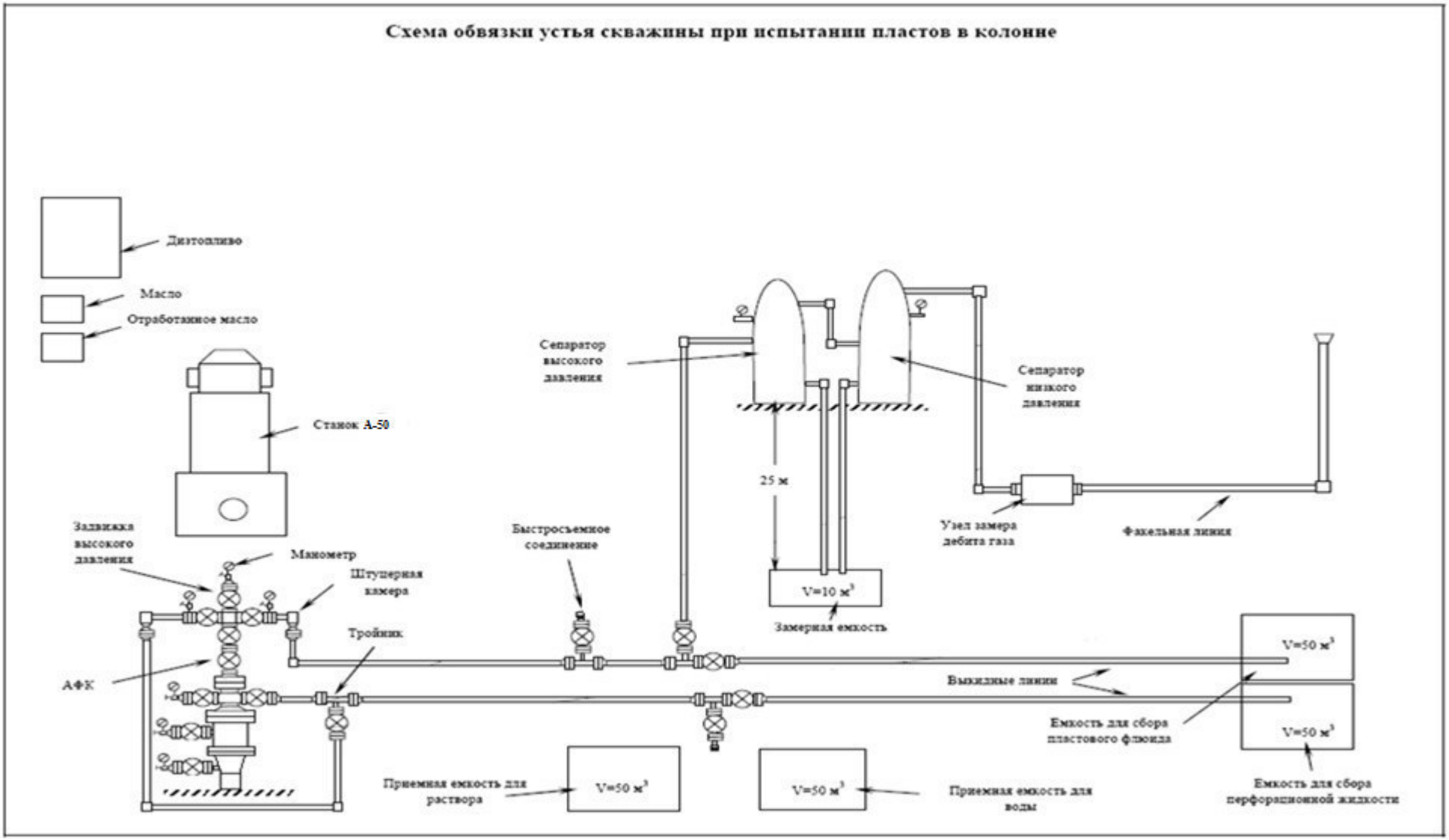
1. Для обвязки устья скважин ПВО принята типовая схема № 45, ГОСТ 13862-2003
2. Монтаж и эксплуатация ПВО осуществляется согласно инструкции по монтажу и демонтажу ПВО и ГНВП
3. Для обвязки устья используется оборудование: КГ ОКК2-168х245х340-35К2 опрозный превентор ЗГZ35-35; ПУГ РШ35-35/35. При бурении плашки 127мм; при спуске осадных колонн 244,5мм и 168,3мм.
4. Сливная воронка должна быть разъемной и при необходимости свободно демонтироваться с устья
5. Манифольд должен содержать устройство для продувки его сжатым воздухом, длина выкидных линий должна быть не менее 100 метров
6. Крепление выкидных линий к стойкам производится при помощи хомутов через 8 -10м. И не более 0.5м. от конца выкида
7. До монтажа ПВО на устье производится его опрессовка на стенде давлением 700атм. После монтажа ПВО на устье производится его опрессовка совместно с ОК и гидравлическое испытание цементного кольца за колонной после углубления скважины на давление, указанное в техническом проекте на строительство скважины. Опрессовка ВЛ на 100атм.
8. Пульт гидроуправления ПВО должен быть установлен на расстоянии не менее 10м от устья . Вспомогательный пульт устанавливается на буровой в удобном для бурильщика месте
9.Вокруг устья скважины делается площадка из твердого покрытия. Ко всем узлам устьевого оборудования, и пультам управления должен быть свободный дос доступ
10. За 100м до вскрытия продуктивного пласта ПВО переводится в режим оперативной готовности
11. Задвижки постоянно должны быть закрыты: I-Г, II-Г, III, IV, IX, X, XI, XII, XIV
12. Задвижки постоянно должны быть открыты: I, I-A, II, II-A, III-A, IV-A, V, V-A, VI, VII, VIII
13. При возникновении ГНВП бурильщик подаёт звуковой сигнал «Выброс», если идёт процесс углубления скважины – останавливает бурение, далее - приподнимает ведущую трубу до выхода муфты выше ротора на 0,8 м и фиксирует тормоз лебёдки. Даёт команду первому помощнику бурильщика на остановку циркуляции, открывает гидрозадвижку со стороны линии дросселирования со вспомогательного пульта управления, закрывает универсальный превентор, затем трубный плашечный превентор, даёт команду на фиксацию трубных плашек ручным приводом. После фиксации трубных плашек открывает ПУГ (в резерв), затем даёт команду на закрытие задвижки перед дросселем. Оповещает бурового мастера (через третьего помощника бурильщика) об осложнении. Устанавливает наблюдение за трубным и затрубным пространством скважины с фиксацией через каждые 5-10 мин. величины их давлений

№	Обозначение	Наименование	кол	№задв.	обозначение задв.	Наименование	кол
1	ОКК2-168х245х340-35	колонная головка	2	I	PFF 103-70	Механ. задвижка	1
2	245-350	адаптер	1	I-Г	PFFY 103-70	Гидр. задвижка	1
3	RS 350/103-70	крестовина ПВО	1	I-A	PFF 65-70	Механ. задвижка	2
4	2FZ 35-35	двухплашечный превентор	1	II	PFF 103-70	Механ. задвижка	
5	FH35-35/35	ПУГ	1	II-Г	PFFY 103-70	Гидр. задвижка	1
6	RS 350/103	надпревенторная катушка	1	II-A	PFF 52-70	Механ. задвижка	15
7		разъемная воронка	1	III	PFF 65-70	Механ. задвижка	
8	PF103-70	манифольная линия	2	III-A	PFF 65-70	Механ. задвижка	
9		стойка крепление выкида	2	IV	PFF 65-70	Механ. задвижка	
10		отбойный щит	23	IV-A	PFF 65-70	Механ. задвижка	
11		ручная фиксация плашек	2	V	PFF 103-70	Механ. задвижка	
12	15000PSI	манометр с краном ВД, маслораздел.	4	V-A	PFF 103-70	Механ. задвижка	
13	JLK 65/70	штуцер механический	5	VI	PFF 65-70	Механ. задвижка	
14	JLKY 65/70	штуцер гидравлический	1	VII	PFF 65-70	Механ. задвижка	
15	RSD/YQ1400	вертикальный газосепаратор	1	VIII	PFF 103-35	Механ. задвижка	
16	DF 65/70	обратный клапан	1	IX	PFF 103-35	Механ. задвижка	
17	FKQ640-7	пульт управления	2	X	PFF 103-35	Механ. задвижка	
18	API16C	ВСП.пульт	1	XI	PFF 103-70	Механ. задвижка	
19	SZO1-1-7	пульт управления дросселем	1	XII	PFF 52-70	Механ. задвижка	
20		глухой фланец	1	XIII	PFF 65-70	Механ. задвижка	
21		Задвижка на МКД	2				20

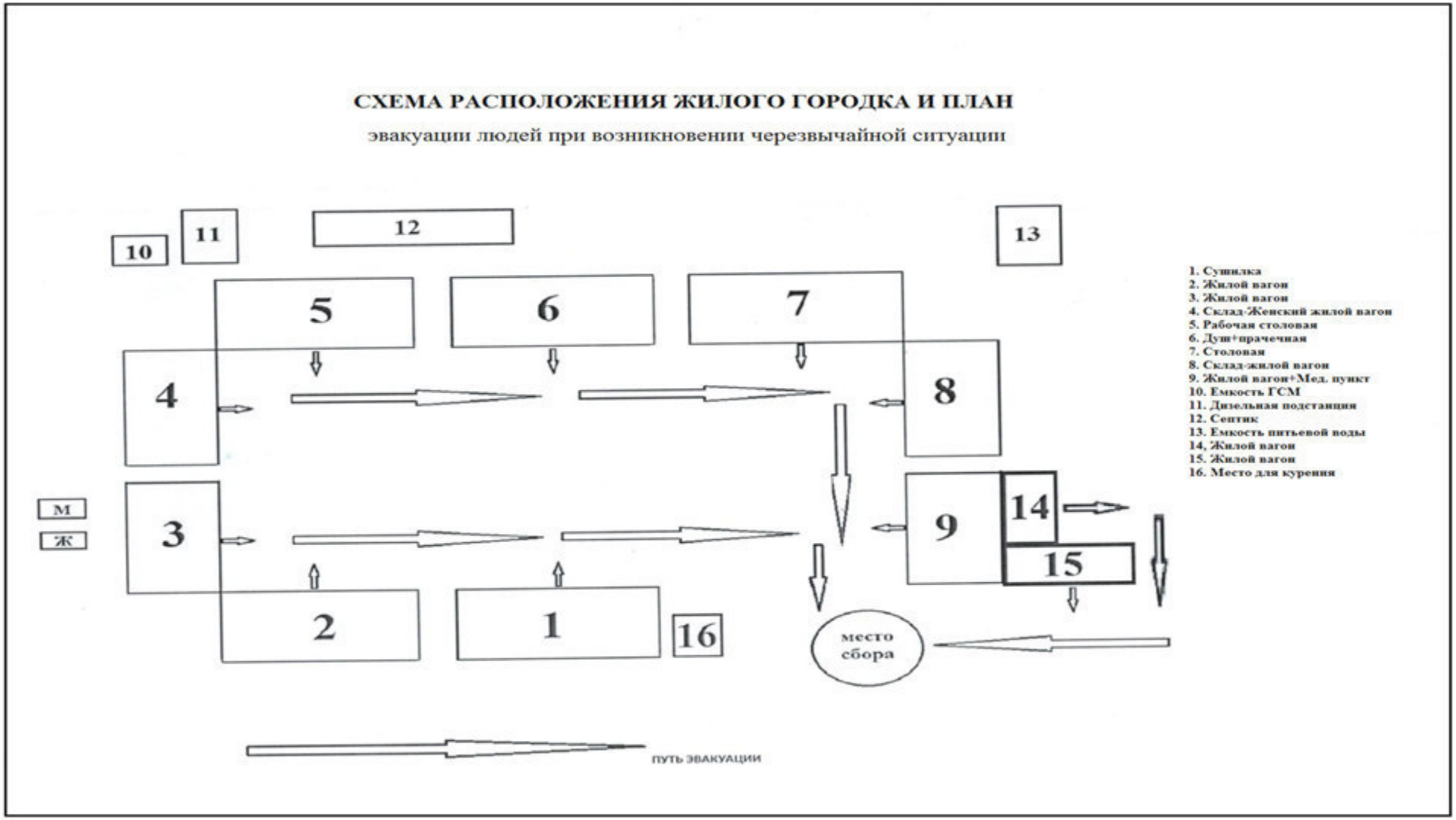


Разработал		подпись	дата
Инженер ТБ и ОТ	Ахмедов Д.Х.		05.01.2025 г.
Проверил		подпись	дата
Начальник отдела ТБ, ОТ и ООС	Айдуйсенов К.Д.		05.01.2025 г.

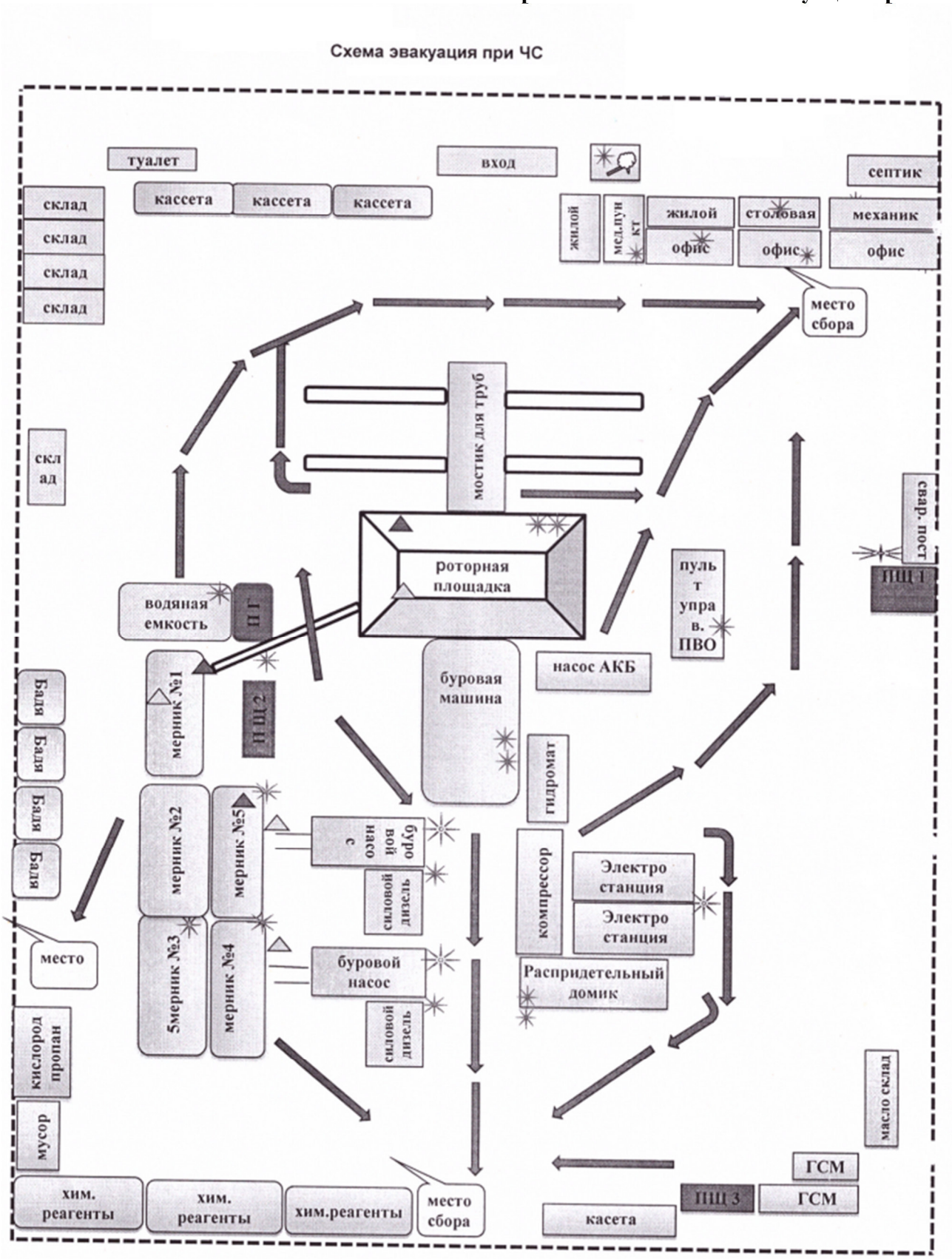
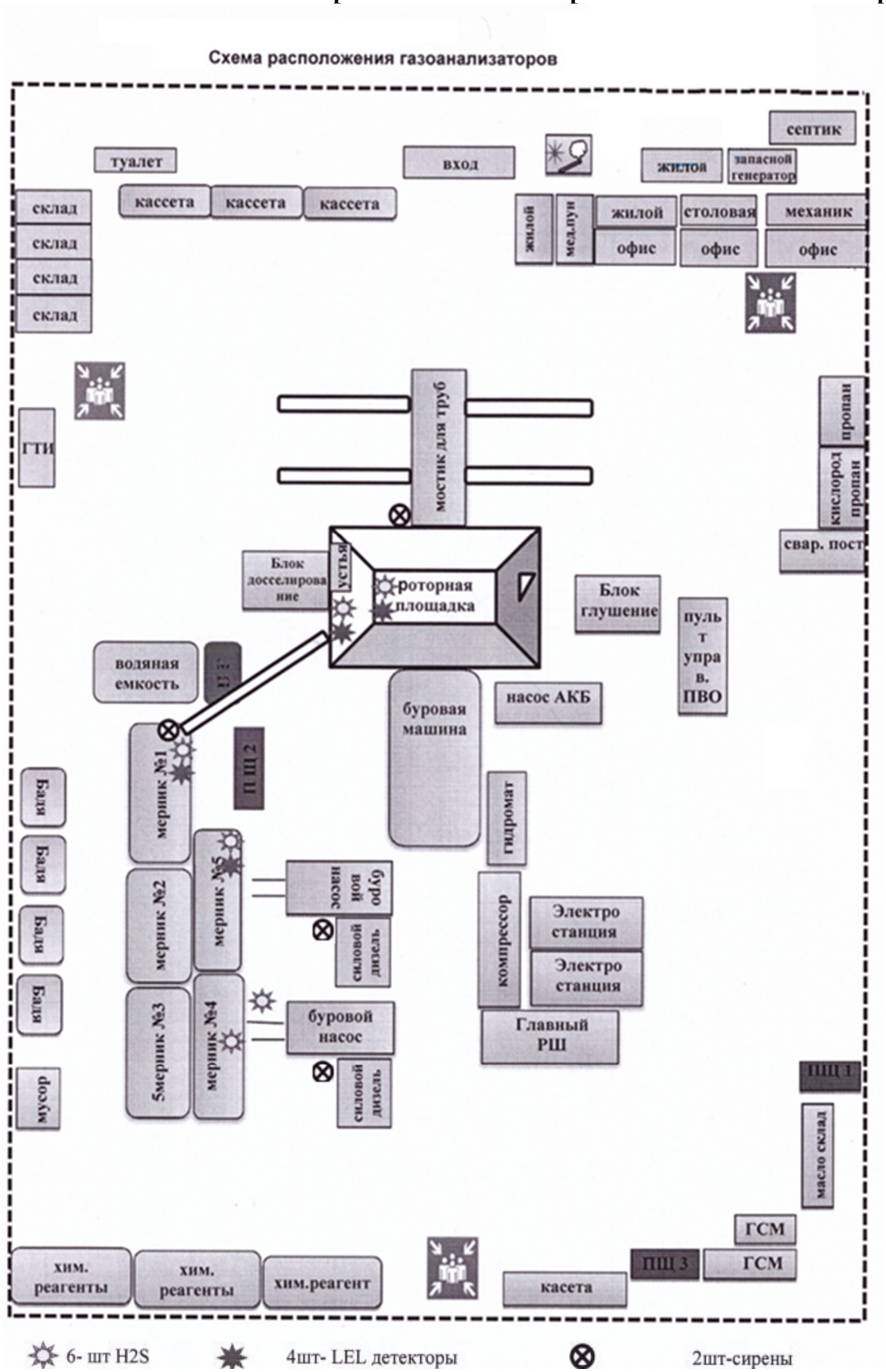
Приложение 11. Схема обвязки устья при испытании



Приложение 12. Схема и план вахтового поселка при возникновении чрезвычайной ситуаций



Приложение 13. Схема эвакуация при ЧС



Приложение 14. Схема расположения газонализаторов