

**ТОО «Тузколь МунайГаз Оперейтинг»
ТОО «КазНефтеПроект»**

**УТВЕРЖДАЮ:
Председатель правления ТОО «ТМГО»**

_____ Лю Цзянбо
« ____ » _____ 2025 г.

**Заместитель председателя правления ТОО «ТМГО»
_____ Нурмухамед Абдукаримов
« ____ » _____ 2025 г.**

**ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (+250м) на контрактной территории
№1057
(Кызылординская область, Республика Казахстан)**

**Директор
ТОО «КазНефтеПроект»**

Кабдолов С. С.

Атырау, 2025 г.
СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный инженер проекта



Аймагамбетов С.Р

Ведущий инженер



Зиннуров Р.Р.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Наименование разделов, подразделов	Стр.
1	2	3
РАЗДЕЛ I	ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	
1.	СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	8
2.	ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	11
3.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	12
4.	ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	14
4.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин	16
4.2.	Нефтегазоводоносность по разрезу скважин	18
4.3.	Возможные осложнения по разрезу скважин	22
4.4.	Исследовательские работы	24
4.5.	Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважин, сведения по эксплуатации	26
5.	КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	30
6.	ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	36
7.	БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ	37
8.	УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	42
9.	КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	50
9.1.	Обсадные колонны	50
9.2.	Цементирование обсадных колонн	56
9.3.	Оборудование устья скважины	62
10.	ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН	63
10.1.	Испытание пластов в процессе бурения	64
10.2.	Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	65
10.3.	Методы интенсификации притока в скважине	72
11.	ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	75
12.	СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	77
12.1.	Подготовительные работы к бурению скважины (скважин)	78
12.2.	Объем строительных и монтажных работ для бурения скважины (скважин)	79
13.	ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	90
14.	МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ	91
15.	ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА	95
16.	ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ	104
17.	ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ	113
17.1.	Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины	113
17.2.	Ликвидация скважины	113
17.3.	Порядок организации работ по ликвидации скважины	114
17.4.	Консервация скважины	115
18.	ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	122
18.1.	Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	123
18.2.	Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в	124

№ п/п	Наименование разделов, подразделов	Стр.
	скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины	
18.3.	Долив скважины	126
18.4.	Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция	129
18.5.	Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	130
18.6.	Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами	131
18.7.	Организация контроля за производством работ на объектах работниками противofонтанной службы в зависимости от условий бурения и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противofонтанной службы	131
18.8.	Наличие средств дегазации, вентиляции	131
18.9.	Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала	131
18.10.	Основные требования пожарной безопасности	132
18.11.	Идентификация опасностей	133
18.12.	Охрана недр	136
19.	ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ	146
19.1	Анализ и оценка степени риска при бурении скважины	146
19.2	Определение степени риска бурения скважины	147
19.3	Анализ видов и последствий отказов	147
20.	СПИСОК НОРМАТИВНО- СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ	151
РАЗДЕЛ II	ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	
1.	СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	155
2.	СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ	159
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
1	Геолого-техническое задание на составление «Группового технического проекта на бурение разведочно-эксплуатационных скважин, проектной глубиной 800 м (±250м) на контрактной территории №1057»	161
2	Лицензия на «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа»	169
3	Лицензия на природоохранное проектирование	172
4	Технический паспорт проекта	174
5	Обоснование выбора типа буровой установки	176
6	Расчет отхода бурения	177
7	Схема расположения буровой установки ZJ-30	178
8	Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования	179
9	Схема обвязки устья скважины при испытании	180
10	Схема эвакуация при ЧС	181
11	Схема расположения газонализаторов	182

№ п/п	Наименование разделов, подразделов	Стр.
12	Геолого – технический наряд	183

РЕФЕРАТ

«Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин, проектной глубиной 800 м (± 250 м) на контрактной территории №1057» выполнен в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденных приказом МИР РК от 30 декабря 2014 года № 355 и «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденных приказом МЭ РК от 15 июня 2018 года №239. Проект выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

«Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин, проектной глубиной 800 м (± 250 м)» состоит из двух разделов, отражающих геологическую и техническую характеристику.

Ключевые слова: КОНТРАКТНАЯ ТЕРРИТОРИЯ №1057, КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ, БУРЕНИЕ И КРЕПЛЕНИЕ, ПЛОЩАДЬ, МОНТАЖ, ДЕМОНТАЖ, КОЛОННА, БУРОВОЙ РАСТВОР, ПЛАСТ, ДОЛОТО, ОБСАДНАЯ ТРУБА, УБТ, НКТ, НАСОС.

Объект: Разведка и эксплуатация нефтегазовых 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 продолжительности бурения скважин.

Данные «Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин, проектной глубиной 800 м (± 250 м)», выполнено в соответствии с договором между ТОО «Тузколь МунайГаз Оперейтинг» и ТОО «КазНефтеПроект».

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 бурения скважины (или морской район)	-
2	Номер скважины, строящейся по данному типовому проекту	Жанбыршы - 44, УН1, УН2, УН3, УН4 УН5, УН6, УН7*
3	Площадь (месторождение)	Контрактная территория №1057
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначенные скважины	Разведка и эксплуатация нефти и газа
7	Проектный горизонт	PZ
8	Проектная глубина, м - по вертикали - по стволу	800 (±250м) 800 (±250м)
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	По замерам ГИС
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	30(15)
18	Категория скважины	третья
19	Металлоемкость конструкции, кг/м	57,0
20	Способ бурения	Роторный
21	Вид привода	ДВС
22	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный, повторный
23	Тип буровой установки	ZJ-30 или другие зарубежные буровые установки
24	Тип вышки	телескопическая
25	Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	нет
26	Номер основного комплекса бурового оборудования	-
27	Максимальная масса колонны, т: - обсадной - бурильной	26,8 41,2
28	Тип установки для испытаний	А-80 или XJ-450
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	280 13 2 25 240 - 240
30	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	960

Примечания: *- УН1, УН2 в далее – условные номера скважин, будут уточняться.

Возможностью применения бурового станка с превосходящими характеристиками.

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	339,7	0	50	0	50
Техническая колонна	273,0	0	250 (+250м)	0	250 (+250м)
Эксплуатационная колонна	177,8	0	800 (+250м)	0	800 (+250м)

Примечание: * Глубины спуска обсадных колонн будут корректироваться по результатам данных бурения.

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площадок, тыс.м бурильных труб	Наличие тампонаж ной конторы или цеха (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания турбобура (электробура) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство работа бульдозера, трактора, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады (СДЕЛЬНАЯ, ПОВРЕМЕННАЯ)	Категория УБР (УРБ)	Коэффициент оборачиваемо сти 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 используем ого раствора, м ³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, другие отходы)	Объём отходов, м ³				
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	количество	Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			всего	в том числе подлежит			
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)					слесарей	электро- монтеров		вывозу	захоронению	сбросу	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	800	250	800	-	-	нет	нет	нет	нет	2	нет	Шлам	67,17	67,17	-	-
												Отработанный буровой раствор	145,67	145,67	-	-
												Буровые сточные	291,34	291,34	-	-

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

воды

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			глубина, м	диаметр, мм	вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см ³
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
фонтанный	в течении всего срока эксплуатации		-	780	121,7	незначительная	Общая коррозия	-	нефть	0,790

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 №1057 от 11.12.2002г, на проведение разведки углеводородного сырья в пределах блоков XXX-38- D (частично), E, F; XXX-39-D, E (частично), F; XXX-40 (частично); XXXI-38- B (частично), C (частично); XXXI-39-A, B в Кызылординской области Республики Казахстан.
2	Проект разведочных работ по оценке месторождений (залежей) углеводородов согласно контракта 1057 от 11.12.2002 года
3	Геолого-техническое задание на составление «Группового технического проекта на бурение разведочно-эксплуатационных скважин, проектной глубиной 800 м (± 250 м) на контрактной территории №1057»

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Название, единица измерения	Значение
1	2
Наименование лицензионного участка	-
Площадь (месторождение)	Контрактная территория №1057
Административное расположение	Казахстан
- республика	Кызылординская
- область (край)	Сырдарьинский
- район	
Температура воздуха:	
- среднегодовая, °С;	+15
- наибольшая летняя, °С;	+45
- наименьшая зимняя, °С.	- 40
Среднегодовое количество осадков, мм	120-150
Максимальная глубина промерзания грунта, м	0,8
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	180
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	105
Азимут преобладающего направления ветра, градус	В-СВ
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	-

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	15-40
Почвенного слоя	50-30
Растительный покров	Дерново-злаковые степи
Категория грунта	2

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	1,75	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин

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
Водоснабжение техническое	Водозаборная скважина	на месторождении и	Автоцистерна
Питьевая вода:	Привозная г.Кызылорда	110	Автоцистерна
Энергоснабжение	Электростанция	Дизель- электростанци я при буровой	ЛЭП
Связь	Радиостанция	На буровой	Спутниковая связь, внутри поселковый телефон

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
Да	Кумколь	80	-	-	-
Да	Кызылорда	110	-	-	-

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: «Группового технического проекта на бурение разведочно-эксплуатационных скважин, проектной глубиной 800 м (± 250 м)»

Цель бурения: Разведка нефти и газа

Проектная глубина: 800 м

Проектный горизонт: PZ

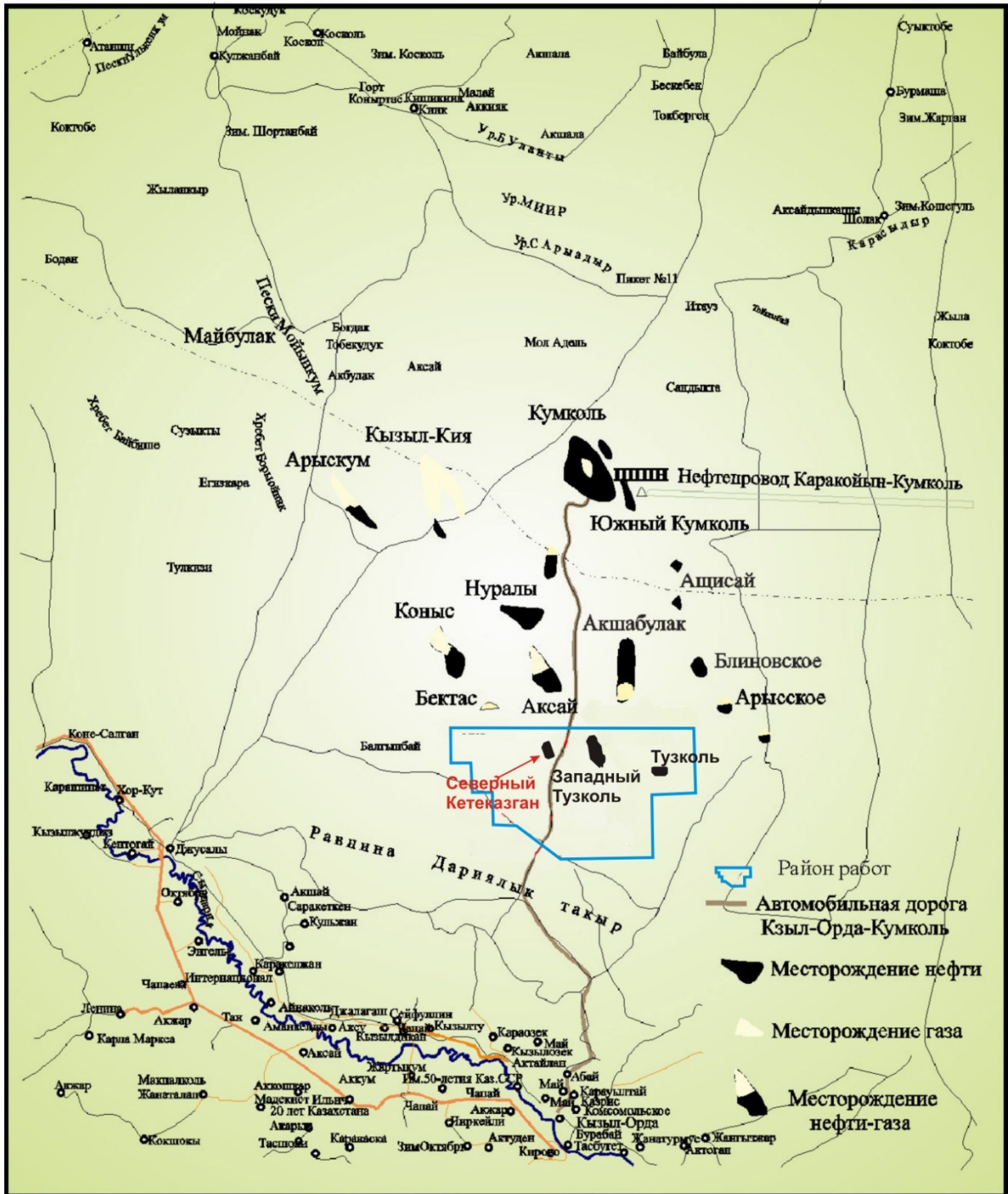


Рисунок 4.1 – Обзорная карта

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	50	Палеоген	N,Q,P	1		1,18
50	200	Верхний мел, Турон-Сенон	K _{2t-sn}	3		1,15
200	450	Нижний-верхний мел, альб-сеноман	K _{1-2al3-c}	3		1,15
450	600	Нижний мел, апт-альб	K _{1a-al2}	3		1,15
600	700	Нижний мел, верхний неоком	K _{1nc2}	3		1,15
700	800	Палеозой	PZ	5		1,10

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	50	Глины	90	Глины, в основном, известково-бентонитовые, пески кварц-полевошпатовые.
			Пески	10	
K _{2t-sn}	50	200	Пески	60	Пески кварц-полевошпатовые, мелкозернистые, глины алевритистые с прослоями песчаника.
			Глины	40	
K _{1-2al3-c}	200	450	Глины	60	Глины с прослоями песчаника, пески кварц-полевошпатовые.
			Пески	40	
K _{1a-al2}	450	600	Пески	90	Пески и алевритистые глины.
			Глины	10	
K _{1nc2}	600	700	Глины	60	Глины аргиллитоподобные, алевритистые, прослой песчаников, кварц-полевошпатовые.
			Пески	40	
			Глины+аргиллиты	30	
PZ	700	800	Сланцы	35	Темно-зеленые сланцы, гнейсы, светло-серые плотные кварциты
			Гнейсы	35	
			Кварциты	30	

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

Индекс стратиграфического	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплотность породы	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность попелы	Абразивность	Категория пород по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.д.)	Кoeffициент 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	50	Глины	2,51	-	-	-	-	-	3	10-40	1	3	мягкие	0,5	2,0	0,8
			Пески		5-30	>1000	5	<1	-	1,0		2	6		0,13	-	0,2
K _{2t-sn}	50	200	Глины	2,51	-	-	-	-	-	1,5	10-40	1	4	мягкие	0,5	200	0,75
			Пески		>30	1000	5	<1	-	3,5		2	6	средние	0,27		0,16
K _{1-2al3-c}	200	450	Глины	2,51	-	-	-	-	-	3,5	10-40	1	4	мягкие	0,5	200	0,75
			Пески		>30	>1000	3	<1	-	1,5		2	6	средние	0,27		0,16
K _{1a-al₂}	450	600	Пески	2,55	-	-	-	-	-	1,5	10-40	2	6	мягкие	0,27	500	0,16
			Глины		>30	>1000	3	<1	-	3,5		1	4	средние	0,27		0,21
K _{1nc₂}	600	700	Глины	2,55	-	-	-	-	-	3,5	30- 127	1	5	мягкие	0,5	200	0,75
			Пески		25	>500	10	2	-	1,5		2	7	средние	0,27	500	0,16
PZ	700	800	Сланцы	2,55	21	298	88	0-5		1	100- 121	2	3	средние твердые	0,3	1000	0,25
			Гнейсы														
			Кварциты														

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 ₂ S, %	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
K ₁ a-al	560	570	Поровый	0,790	0,879	0,05	0,31	14	20-100	33,3	-	-	0,779	0,002246	-
K ₁ nc ₂	670	680	Поровый	0,790	0,860	0,05	0,31	14	20-100	33,3	-	-	0,779	0,002246	
PZ	720	730	Трещинно-поровый	0,790	0,830	0,05	0,13	-	20-70	14,5	-	-	0,779	0,002246	

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ. конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по объему	Относительная по воздуху плотность газа % по объему	Кэф-т сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, м ³ /сут	Плотность газоконденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, мдарси
	от (верх)	до (низ)								В пластовых условиях	На устье скв.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J ₂ kr	650	660	Поровый	газ	-	0,04	0,930	0,824	150	0,743		

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Химический состав воды, (мг-экв/л)/(мг/л)						Степень минерализации мг/л	Тип воды по Сулину: СФН ГКН-ХЛМ(Н) ХЛК	Относится к источнику питьевого водоснабжения (ДА,НЕТ)
	от (верх)	до (низ)				анионы			катионы					
						Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
К	185	190	Поровой	1,017	120-150	432	13,30,52	2	340	10	100	26,2	ХЛК	НЕТ
PZ	705	710	Трещинно-поровый	1,043	100-120	1019,68	9,41	8,01	747,5	101,95	188	2075	ХЛК	НЕТ

Примечание:

1. Тип воды по Сулину принят: СФН- сульфатно- натриевый; ГКН – гидрокарбонат- натриевый; ХЛМ(Н) - хлормagneиный (натриев); ХЛК – хлоркальциевый.
2. Характеристики и интервалы воды прогнозные, приведены по данным месторождений Коньс, Блиновское.

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 страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ											Температура в конце интервала		
	От (верх)	До (низ)	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			градус	Источ- ник полу- чения
			кгс/см ² на м		Источ ник полу- чения	кгс/см ² на м		Источ ник полу- чения	кгс/см ² на м		Источ ник полу- чения	кгс/см ² на м		Источ ник полу- чения		
			От (верх)	До (низ)		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
N,Q,P	0	50	0,100	0,10 0	РФЗ	0,100	0,10 0	РФЗ	0,183	0,18 3	РФЗ	0,207	0,20 7	РФЗ	18	РФЗ
K ₂ t-sn	50	200	0,100	0,10 0	РФЗ	0,100	0,10 0	РФЗ	0,183	0,18 3	РФЗ	0,207	0,20 7	РФЗ	24	РФЗ
K ₁₋₂ a ₃ -c	200	450	0,100	0,10 0	РФЗ	0,100	0,10 0	РФЗ	0,183	0,18 3	РФЗ	0,207	0,20 7	РФЗ	28	РФЗ
K _{1a} -a ₂	450	600	0,100	0,10 0	РФЗ	0,100	0,10 0	РФЗ	0,188	0,18 8	РФЗ	0,210	0,21 0	РФЗ	30	РФЗ
K _{1nc2}	600	700	0,100	0,10 0	РФЗ	0,100	0,10 0	РФЗ	0,188	0,18 8	РФЗ	0,210	0,21 0	РФЗ	33	РФЗ
PZ	700	800	0,100	0,10 0	РФЗ	0,100	0,10 0	РФЗ	0,190	0,19 0	РФЗ	0,220	0,22 0	РФЗ	40	РФЗ

Групповой техникий проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

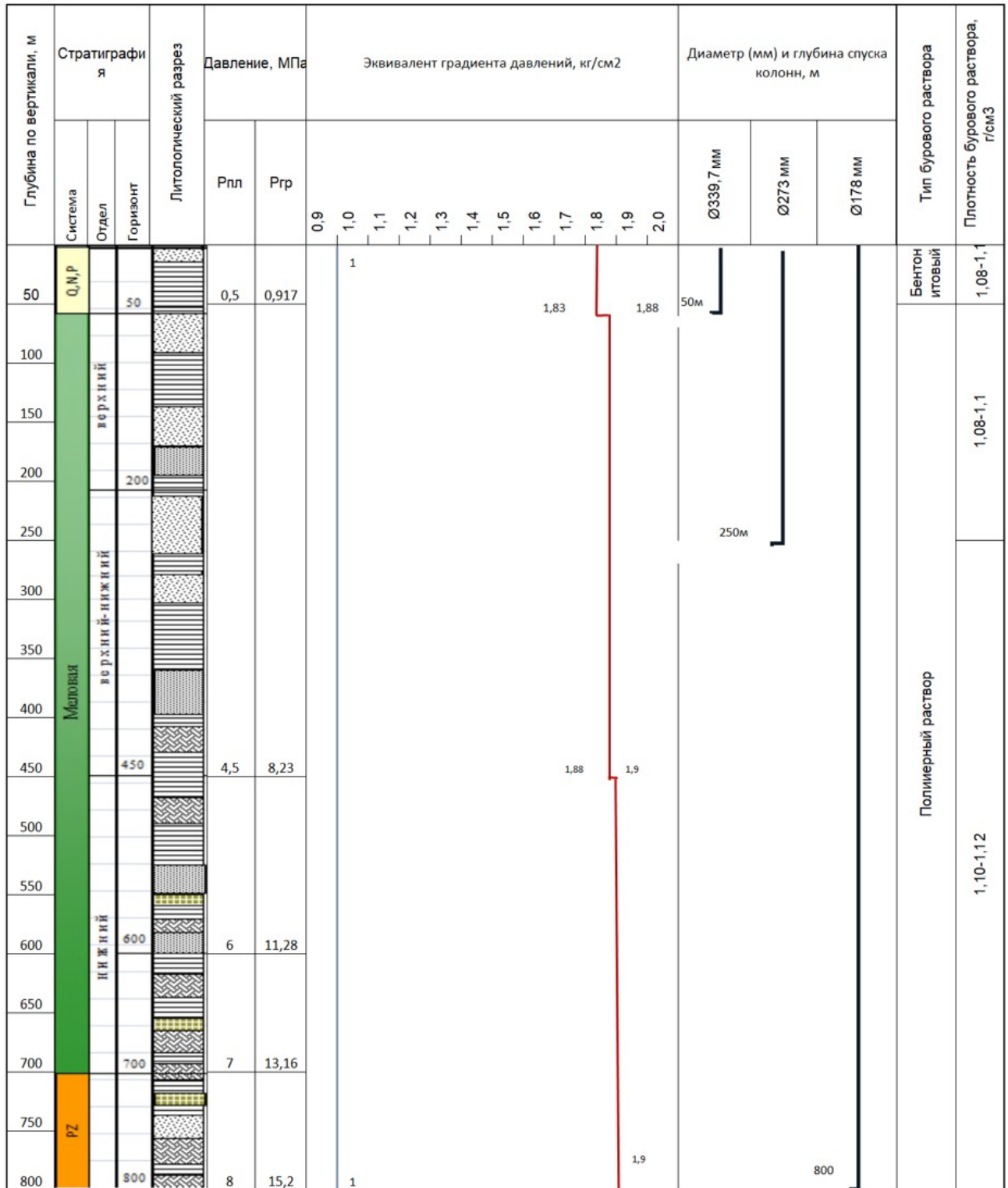


Рисунок 4.2. График совмещенных давлений глубиной 800м

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, K	0 50	50 250	5	-	нет	0,112	0,188	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, K	0	250	Полимерный	1010	Вязкость 40-50сек Водоотдача 4-6 см ³ /30мин	10	Промывка, проработка, обработка раствора химреагентами
	250	700	Полимерный	1150			

Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического 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
K _{1a} -al	560	570	нефть	0,790	При превышении пластового давления на 5% над забойным	Разгазирование раствора, падение плотности бурового раствора, пузырьки газа, пленки нефти
K _{1nc2}	650	660	газ	0,743		
K _{1nc2}	670	680	нефть	0,790		
PZ	720	730	нефть	0,790		

Таблица 4.12 - Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, 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	250	700	Сальникообразование, заклинки	Полимерный	1100-1150 4-6	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, грифообразование	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		Метр аж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через м.	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунта	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
Всего предусмотрено бурение с отбором керна 18 метров.						K, PZ				Отбор проб грунтов осуществляется на каротажном кабеле (FMT) по результатам ГИС и решению Заказчика			
							50	250	10				
							250	800	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 исчезновения 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
1	2	3
0-250м	в масштабе 1:500	CBL,VDL
0-800м		
50-250м	в масштабе 1:500,1:200	GR-spektra SP; CAL; HDIL; CNC; ZDEN; DT; PE (компания CNLC)
250-800м		
ГТИ		50-800м
Для контроля технического состояния скважин		ЛМ, термометрия, АКЦ, ФКД

Примечание: Забой скважины, объемы и интервалы вышеперечисленных геолого-гефизических исследований могут корректируется геологической службой Заказчика в процессе бурения скважины с учетом фактического разреза и только с разрешения Заказчика. Виды ГИС могут быть уточнены при составлении программы бурения.

Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		количество проб, шт.
	вид операции границы объема (испытание, опробование)	глубина нижней границы объема (по стволу), м	количество циклов промывки после проработки	интервал, м		
				от (верх)	до (низ)	
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 пластового 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.
З* - с каждого объекта испытания , 1** -1 образец с каждого метра керна З*** - с 1 метра З образца
Отбор образцов пород и проб флюидов будет корректироваться геологической службой Заказчика.

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	720	730	-	-	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7	Раствор - вода – компрессиرو вание	-	1,0
K ₁ nc ₂	2	670	680	-	-	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7		-	1,0
K ₁ a-al	3	560	570	-	-	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7		-	1,0

Примечание: * Интервалы испытания будут уточняться по результатам ГИС.

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, гидropеско-струйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора, шт.	Предусмотрены ли спуски перфоратора на НКТ (да, нет)	Насадки для гидropеско-струйной 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	Раствор	1,10-1,12	10	Кумулятивная	CNLC	16-18	160	1	Да	Не планируется	

Примечание:

- * Мощность интервалов перфорации уточняется по результатам оперативной интерпретации данных ГИС и исследований керна материала.
- * Плотность бурового раствора при перфорации уточняется по результатам исследований в открытом стволе в процессе бурения
- * Тип перфоратора может быть изменен по решению Заказчика.

Таблица 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости при нагнетании

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, °С	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
1-3	Солянокислотная обработка (под давлением) или ГРП по решению Заказчика	2	1,10-1,12				Не предусматривается		

Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора; повторное понижение уровня аэрации; температурный прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разрушение 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, °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
Не предусматривается							

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	задка скважины через НКТ	использование норм по ОСНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в экпл. скважине	освоение, очистку и гидродинам. исследован.	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Не предусматривается									

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, °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 «Тузколь МунайГаз Оперейтинг». Типовая конструкция скважины разработана в соответствии с действующими нормативно-методическими документами исходя из горно-геологических условий бурения, а также с учетом опыта бурения скважинах на данной площади.

1. Кондуктор $\varnothing 339,7$ мм \times 50 м цементируется до устья, спускается для предотвращения размыва устья скважины и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

2. Техническая колонна $\varnothing 273$ мм \times 250 м служит для перекрытия и меловых отложений, в которых возможны поглощения бурового раствора. Высота подъема цементного раствора до устья. Оборудование устья скважины ПВО.

3. Эксплуатационная колонна $\varnothing 177,8$ мм спускается на глубину 800 м. Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи нефти. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы. Высота подъема цементного раствора до устья.

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	
1	2	3	4	5	6	7
711,0	10	Д	10	1,73	ГОСТ 632-80	Устройство шахты размером 2,0x2,0x1,3 м. Бурение до 10м, спуск и цементирование шахтового направления.
273	18	Д	10	1,1	ГОСТ 632-80	Ствол под шурф для квадратной штанги бурится турбобуром долотом 295,3мм под углом 50° к вертикали или шурфозаборником.

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 отдельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер отдельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки отдельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки, надбавки смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор Ø 339,7мм	0	50	444,5	0	1	1	0	50	Предохранение устья скважины от размыва
2	Техническая колонна Ø 273мм	0	250	311,15	0	1	1	0	250	Ограждает мелкие водоносные горизонты от загрязнения скважинными флюидами и обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (± 250 м) на контрактной территории №1057

3	Эксплуатационная Ø 177,8мм	0	800	244,5	0	1	1	0	800	Испытание продуктивных горизонтов.
---	-------------------------------	---	-----	-------	---	---	---	---	-----	------------------------------------

Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.7 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 одномерной части, м		толщина стенки, мм	Соединения обсадных труб в каждой одномерной 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	339,7	0	50	-	1	1	ОТТМ	365,1	0	50
2	1	1	1	273	0	250	-	1	1	ВТС	298,5	0	250
3	1	1	1	177,8	0	800	-	1	1	ВТС	195,0	0	800

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

Таблица 5.4 - Техничко-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 газоводопровявлений
2	Проверку ПВО на функционирование следует проводить; - до вскрытия продуктивного горизонта – 1 раз в неделю, при разбуривании продуктивного горизонта - ежесменное. Продувку внутренней полости линий дросселирования и глушения воздухом один раз в неделю. Результаты продувки отводов регистрировать в журнале проверки ПВО.	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. 9.7); - 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	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

П/П	НАИМЕНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ИЛИ КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ	ПРИЧИНА ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЯ
1	2	3
	<p>проработать интервал предыдущего долбления.</p> <p>В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1.</p> <p>На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт).</p> <p>В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла.</p> <p>В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1).</p>	
4	<p>Для обеспечения безаварийной работы при бурении скважины необходимо руководствоваться следующими документами:</p> <p>При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> — 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. — 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 последние 15–50 минут бурения. — Запрещается крепление долот ротором. — В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, наверх вращать 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, не допуская превышения установленной величины с помощью моментомера. <p>В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы.</p>	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

П/П	НАИМЕНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ИЛИ КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ	ПРИЧИНА ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЯ
1	2	3
	<p>— При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно.</p> <p>— В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой.</p> <p>— 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.</p> <p>— Все резьбовые соединений УБТ при каждом спуске в скважину закреплять машинными ключами.</p> <p>— 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.</p> <p>— Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. — Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята.</p> <p>— 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.</p> <p>— Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено:</p> <p>— применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО;</p> <p>— контроль параметров — кривизны и азимута с помощью инклинометра через 150–250 м проходки скважины;</p>	
5	<p>Мероприятия по предупреждению газоводопроявлений и открытых фонтанов</p> <p>В целях предупреждения газоводопроявлений при бурении скважины необходимо руководствоваться:</p> <p>Признаками начала газоводопроявлений в бурящихся скважинах являются:</p> <p>— повышение расхода (скорости) восходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной производительности буровых насосов;</p> <p>— выход на поверхность части (пачки) бурового раствора, насыщенного газом или пластовой водой во время промывки скважины— увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях при циркуляции;</p> <p>— перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции;</p> <p>— увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб;</p> <p>— уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб.</p> <p>В целях предотвращения открытого газоводопроявления при вскрытии продуктивных горизонтов скважины.</p> <p>— плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине,</p>	Предупреждение газоводопроявлений

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (± 250 м) на контрактной территории №1057

П/П	НАИМЕНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ИЛИ КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ	ПРИЧИНА ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЯ
1	2	3
	<p>превышающего пластовое, и соответствовать проекту;</p> <ul style="list-style-type: none"> — 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. <p>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.</p> <p>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 м³ под буровой раствор, используемый для долива скважины. Запрещается производить подъем бурильного инструмента из скважины при наличии сифона или поршневания.</p> <p>При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>В проекте предусмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none"> — организовать службу супервайзера на буровой; — службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора; — обеспечить буровую газокаротажной станцией. <p>При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения, обеспечивающего углубление скважины.</p>	

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	Максимально допустимый интенсивность искривления на 30 м	при входе в продуктивный пласт	
					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													
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек	водоотдача, см ³ /30 мин.	СНС, фунт/ 100фут ²		корка, мм	содержание твёрдой фазы, % (об.)			рН	Содержание (КСИ), %	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 (верх)	3 (низ)	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Бентонитовый	0	50	1,08-1,10	40-50	10-12	20	50	0,5- 1,0	<2	<2	<10	8-9	7-8	10-12	16-18	1,00
Полимерный	200	250	1,08-1,10	40-50	5-6	20	50	0,5- 1,0	<3	<2	<18	8-9	7-8	9-10	14-16	1,08
Полимерный	250	800	1,10-1,12	40-50	4-6	15	40	0,5- 1,0	<1	<2	<15	8-9	6-7	8-10	14-16	1,08

Примечание: Плотность промывочной жидкости регулируется по характеру ведения скважины.

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал (по стволу), м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, кг/м ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, кг/м ³	Содержание 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
1	0	50	Бентонитовый	1080-1100	да	Бентонит	2500	-	-	-	160
						Каустическая сода	2130	-	-	-	1,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	1,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	937
2	50	250	Полимерный	1080-1100	нет	Каустическая сода	2130	-	-	-	1,5
						Кальц. сода	2500	-	-	-	1,5
						MIL-PAC R	1000	-	-	-	2,0
						MIL- PAC LV	1000	-	-	-	3,0
						New Drill Plus	1010	-	-	-	2,0
						UNI-CAL CF	1250	-	-	-	5,0
						KCL	1990	-	-	-	40
						CaCO ₃ (утяжелитель)	2700	-	-	-	158
						WO Defoam	170	-	-	-	3,0
						Mil-Lube FK	-	-	-	-	0,3
						Техническая вода	1000	-	-	-	940
3	250	800	Полимерный	1100-1120	нет	Каустическая сода	2130	-	-	-	1,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	1,0
						MIL-PACR	1000	-	-	-	2,0
						MIL-PACLV	1000	-	-	-	3,0
						New Drill Plus	1010	-	-	-	2,0
						UNI-CAL CF	1250	-	-	-	5,0
						KCL	1990	-	-	-	50
						CaCO ₃ (утяжелитель)	2700	-	-	-	35
						WO Defoam	1070	-	-	-	3,0
						Mil-Lube FK	-	-	-	-	0,3
Техническая вода	1000	-	-	-	985						

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	50	-	Бентонитовый	-	расчет	-		-	50	31,2	81,2
			Бентонит	160				-	8,00	4,99	12,99
			Каустическая сода	1,0				-	0,10	0,06	0,16
			Кальц. сода	1,0				-	0,10	0,06	0,16
			Техническая вода	37				-	46,85	29,21	76,06
50	250	-	Полимерный	-	Расчет			-	54,0	47,5	101,5
			Каустическая сода	1,5	-	1	-	-	0,08	0,07	0,15
			Кальц. сода	1,5	-	1	-	-	0,08	0,07	0,15
			MIL- PAC R	2,0	-	1	-	-	0,11	0,09	0,20
			MIL- PAC LV	3,0	-	1	-	-	0,16	0,14	0,30
			New Drill Plus	2,0	-	1	-	-	0,11	0,09	0,20
			UNI- CAL CF	5,0	-	1	-	-	0,27	0,24	0,51
			KCL	40	-	1	-	-	2,16	1,90	4,06
			Бентонит	100	-	0,969	-	-	5,4	4,8	10,2
			Mil-Lube	3,0	-	1	-	-	0,16	0,14	0,30
			WO Defoam	0,3	-	1	-	-	0,02	0,01	0,03
			Техническая вода	940	-	1	-	-	50,13	44,07	94,20
			250	800	2,0	Полимерный		Расчет			60,8
Каустическая сода	1,0	-				1	-	0,12	0,13	0,10	0,35
Кальц. сода	1,0	-				1	-	0,12	0,13	0,10	0,35
MIL- PAC R	2,0	-				1	-	0,24	0,25	0,20	0,69
MIL- PAC LV	3,0	-				1	-	0,30	0,31	0,25	0,87
New Drill Plus	2,0	-				1	-	0,18	0,19	0,15	0,52
UNI- CAL CF	5,0	-				1	-	0,30	0,31	0,25	0,87
KCL	50	-				1	-	2,13	2,19	1,74	6,06
CaCO ₃ (утяжелитель)	35	-				0,963	-	2,13	2,19	1,74	6,06
Mil-Lube	3,0	-				1	-	0,18	0,19	0,15	0,52
WO Defoam	0,3	-				1	-	0,02	0,02	0,01	0,05
Техническая вода	985	-				1	-	60,01	61,85	49,05	170,92

Примечание: Для приготовления и обработки бурового раствора могут быть использованы аналоги химических реагентов других фирм, не ухудшающие свойства бурового раствора.

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

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

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки бурового раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора кг/м ³	Количество, т
			плотность, кг/м ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Техническая	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,24
3	Эксплуатационная колонна	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,3

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, тн.			Суммарная, тн
		0-50	50-250	250-800	
Каустическая сода	ГОСТ 2263-79	0,16	0,15	0,35	0,66
Кальц сода	ГОСТ 2263-79	0,16	0,15	0,35	0,66
MIL- PAC R	Ст. АНИ		0,20	0,69	0,90
MIL- PAC LV	Ст. АНИ		0,30	0,87	1,17
New Drill Plus	Ст. АНИ		0,20	0,52	0,72
UNI- CAL CF	Ст. АНИ		0,51	0,87	1,37
KCL	ГОСТ 4234-77		4,06	6,06	10,12
CaCO ₃	Ст. АНИ			6,06	6,06
Mil-Lube	Ст. АНИ		0,30	0,52	0,82
WO Defoam	Ст. АНИ		0,03	0,05	0,08
Техническая вода	Ст. АНИ	76,06	94,20	170,92	341,18
Бентонит	СТ РК 1261-2004	12,99	10,2		23,2

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	2	3	4	5	6	7
1	Вибросито	ZY N8	1	Импортное	0	800
2	Пескоотделитель	CSCN250/125	2	Импортное	0	800
3	Центрифуга	LW 450*842NA	1	Импортное	0	800
4	Илоотделитель	ZQJ100 x 12	1	Импортное	0	800
5	Дегазатор	ZCQ 1/4	1	Импортное	50	800
6	Гидроперемешатель	7,5 KW	9	Импортное	0	800
7	Рабочий объем емкостей	150 м ³	6	Импортное	0	800
8	Блок приготовления раствора	6 м ³	1	Импортное	0	800

Примечание: 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.

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	50	Бурение, проработка	Роторный	1	С навеса	60-70	30-32	8,0
50	250	Бурение, проработка	Роторный	2	15-18	90-110	40-42	8-10
240	250	Разбуривание обратного клапана и башмака	Роторный	3	до 3	50-60	20,0	10
250	800	Бурение, проработка	Роторный	4	10-14	90-120	22-25	6-10
560	739	Отбор керна	Роторный	5	5-8	60-70	16-18	1,3-2

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)										примечание
	№ по порядку	типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	расстояние от забоя до места установки	техническая характеристика				угол перекоса осей отклонителя, град.	суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	
				наружный диаметр, мм	диаметр проходного сечения, мм	длина, м	масса, кг				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения и проработки от 0 до 50м											
1	1	III 444,5мм (код по IADC111)*	0,0	444,5	-	0,5	180,0		48,05	11,98	Разрушение
		СУБТ – 229мм	0,5	228,6	76,2	18,3	5310,7				Нагрузка
		КЛС-444,5мм	18,8	444,5	76,2	1,8	360				ОЦЭ
	2	СУБТ-203,2	0,55	203,2	76,2	27,45	6126,84				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 50 до 250м											
2	1	Долото 311,15 (11 5/8") мм	0	311,15	-	0,5	150,0		89,65	18,06	Разрушение
	2	УБТС Ø 203,2	0,50	203,2	76,2	9,15	2042,28				ОЦЭ
	3	КЛС Ø 311,15	9,65	311,15	76,2	1,1	315,0				Нагрузка
	4	УБТС Ø 203,2	10,75	203,2	76,2	18,3	4084,56				ОЦЭ
	5	КЛС Ø 311,15	29,05	311,15	76,2	1,1	315				Нагрузка
	6	УБТС Ø 203,2	30,15	203,2	76,2	18,3	4084,56				Ликвидация прихватов
	7	УБТС-178	48,45	311,15	71,4	18,3	3186				Нагрузка
	8	ЯСС Ø 178	66,75	178	-	4,6	700				Нагрузка
	9	УБТС-178	71,35	178	71,4	18,3	3186,0				Нагрузка
3	1	Долото Д=244,5 (торцовый фрез)	0,0	215,9	-	0,4	40		0,4	0,1	(РОКиБ)
Интервал бурения и проработки от 250 до 800м											
4	1	III 244,5 (код по IADC 177, 437)*	0,0	244,5	-	0,36	40,0		155,0	21,7	Разрушение
	2	СУБТ-177,8	0,36	177,8	71,4	9,45	1635,32				Нагрузка
	3	Стабилизатор -244,5	9,81	215,9	71,4	1,52	217,15				ОЦЭ

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

Условный номер КНБК	Э Л Е М Е Н Т Ы КНБК (до бурильных труб)										
	№ по порядку	типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	расстоян ие от забоя до места установк и	техническая характеристика				угол перекоса осей отклони- теля, град.	суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	примечание
				наружный диаметр, мм	диаметр проходно го сечения, мм	длина, м	масса, кг				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	4	СУБТ-177,8	11,33	177,8	71,4	18,9	3270,6				Нагрузка
	5	Стабилизатор -244,5	30,23	215,9	71,4	1,52	217,15				ОЦЭ
	6	СУБТ-165,1	31,75	165,1	71,4	75,6	10311,8				Нагрузка
	7	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	107,3	165,1	71,4	9,45	839,2				Ликвидаци я прихватов
	8	СУБТ-165,1мм	116,8	165,1	71,4	37,8	5155,92				Нагрузка
Интервал отбора керна от 560м до 739м											
5	1	Бур. головка 215,9/101,6	0,0	215,9	-	0,37	36		113,7	14,8	Разрушени е
	2	Керноотборочный снаряд (СК-171,5/101,6)	0,37	171,5	101,6	9,4	1117,1				Прием керна
	3	СУБТ-165,1мм	9,77	165,1	71,45	37,8	5155,92				Нагрузка
	4	Гидромехан. ясс Hydro-MechanicalJar	47,57	165,1	71,45	9,45	839,2				Ликвидаци я прихватов
	5	СУБТ-165,1мм	57,02	165,1	71,45	56,7	7733,88				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.

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 444,5 (код по IADC 111)	Бурение	0	50	240		0,20
III 444,5(код по IADC 111)	Проработка	0	50	900		0,05
III 311,15(код по IADC 117,543)	Бурение	50	250	320		0,62
III 311,15(код по IADC 117,543)	Проработка	50	250	1000		0,20
Стабилизатор-311,15	Бурение и проработка	50	250	1300		0,15
III 244,5 (код по IADC 177,537)	Бурение	250	800	290		1,89
III 244,5 (код по IADC 177,537)	Проработка	250	800	1400		0,39
Стабилизатор-244,5	Бурение и проработка	250	800	1500		0,36
Буровой головка 215,9/101,6	Отбор керна	560	739	50		0,54

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 444,5 (код по IADC 111)	Импортные	0,05	0,20	1шт	158,0
	КЛС-444,5	Стан. API RP 7G	-	0,25	1к-т	360,0
Техническая	III 311,15 (код по IADC 117)	Импортные	0,20	0,62	1 шт	75,0
	Стабилизатор-311,15	Стан. API RP 7G	-	0,15	1к-т	630,0
	СУБТ-203,2мм	Стан. API RP 7G	-	75,6	1к-т	11196,3
	СУБТ-178мм	Стан. API RP 7G	-	37,8	1к-т	5155,92
Эксплуатационная	III 244,5 (код по IADC 117)	Импортные	0,39	1,89	3 шт	108,0
	СУБТ-178мм	Стан. API RP 7G	-	28,35	3шт	5057,64
	СУБТ-165,1	Стан. API RP 7G	-	113,4	1к-т	17246,2
	Стабилизатор-244,5	Стан. API RP 7G	-	0,81	1к-т	217,1
	Буровой головка 215,9/101,6	Импортные	-	0,54	1 шт	36,0

Примечание: *Допускается использование долот других фирм-производителей.

Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной колонны	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности материала)	Тип замкового соединения	Наружный диаметр замка, мм	Количество труб, шт.	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7	8
СБТ	127	9,19	G-105	NC-50	165	66	есть

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 на стенки	тип замкового соединения		Секции	Нарастающая с учетом КНБК	статичный прочност	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	50	250	250	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2"IF)	123,6	3,9	28,7	>1,45	>1,5
Бурение, проработка	250	800	800	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2"IF)	645,4	20,6	41,2	>1,45	>1,5
Отбор керна	560	739	739	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2"IF)	625,3	20,0	34,8	>1,45	>1,5

Таблица 8.6.1 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип соединения	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент, кН x м		
					минимальный	оптимальный	максимальный
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурильные трубы:							
127,0	9,19	G-105	NC 50 (4-1/2"IF)	165		53,5	
СУБТИ (спиральные утяжеленные бурильные трубы импортные):							
228,6	78,6	CAE 4145H	NC 61 (6 5/8"REG)	-	-	96,5	-
203,2	65,88	CAE 4145H	NC 56 (6 5/8"REG)	-	-	73	-
177,8	53,2	CAE 4145H	NC 50 (4 1/2"IF)	-	-	45,4	

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (± 250 м) на контрактной территории №1057

165,1	54,0	САЕ 4145Н	НС 46 (4"IF)	-	-	38,9	
-------	------	-----------	--------------	---	---	------	--

Таблица 8.7 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом дефицита длины труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм*	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Кондуктор	0	50	СУБТ	203,2	CAE 4145H	76,2	NC 56 (6 5/8"REG)	37,8	8,4	8,4	8,8
Техническая	50	250	СУБТ	203,2	CAE 4145H	76,2	NC 56 (6 5/8"REG)	37,8	8,4	8,4	8,8
			СУБТ	165,1	CAE 4145H	71,4	NC 50 (4 1/2"IF)	37,8	5,1	5,1	5,3
			СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2"IF)	123,6	3,9	3,9	4,1
Эксплуатационная	250	800	СУБТ	165,1	CAE 4145H	71,4	NC 50 (4 1/2"IF)	103,9	14,2	14,2	14,8
			СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2"IF)	521,8	16,7	16,7	17,5

Примечание: * - Для УБТ - внутренний диаметр.

Таблица 8.8 - Оснастка талевого системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М×К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	800	Бурение, спуск обсадных колонн и другие вспомогательные работы	4	5

Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.п.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов на интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление кгс/см ²	коэффициент наполнения	число ходов в минуту	производительность, л/с	
0	50	Бурение, проработка, промывка	ЗНВ-1000	1	0,9	168,3	176,4	0,9	123	30,30	30,30
50	250	Бурение, проработка, промывка		2	0,9	168,3	176,4	0,9	112	27,58	55,16
250	800	Бурение, проработка, промывка		2	0,9	152,4	207,0	0,9	85	17,7	35,4
560	739	Отбор керна (по интервально)		1	0,9	152,4	207,0	0,9	85	17,7	17,7

Таблица 8.10- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 1.8.9)	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в:				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	керно-приемнике			
0	50	Бурение, проработка, промывка	42	38	-	1,5	0,03	2,6
50	250	Бурение, проработка, промывка	106	58	-	40,7	2,6	5,2

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (± 250 м) на контрактной территории №1057

250	800	Бурение, проработка, промывка	116	63	-	32,3	13,9	6,8
560	739	Отбор керна (по интервально)	54	16	10	14,6	9,7	3,7

Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. таблицу 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сошла на центральном отверстии,	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						количество, шт	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	50	Бурение, проработка, промывка	0,55	0,043	Периферийная	-	3	19,1	89	462
50	250	Бурение, проработка, промывка	1,08	0,076	Периферийная	-	3	17,5	97	441,7
250	800	Бурение, проработка, промывка	1,21	0,068	Периферийная	-	3	12,7	97	308,0
560	739	Отбор керна (по интервально)	0,77	0,045	-	-	8	7,9	45,5	36,0

Примечание: Количество и диаметр гидромониторных насадок уточняется в соответствии с долотной программой сервисной компании, согласованной с Заказчиком.

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер отдельно 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
2	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,10	-
3	1	нет	да	нет	вода	1,03	-

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2. гр. 1)	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине отдельно 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	50	0	0,38	-	0,05
2	Техническая	1	0	250	0	4,6	12,4	13,0
3	Эксплуатационная	1	0	800	0	5,94	14,6	14,8

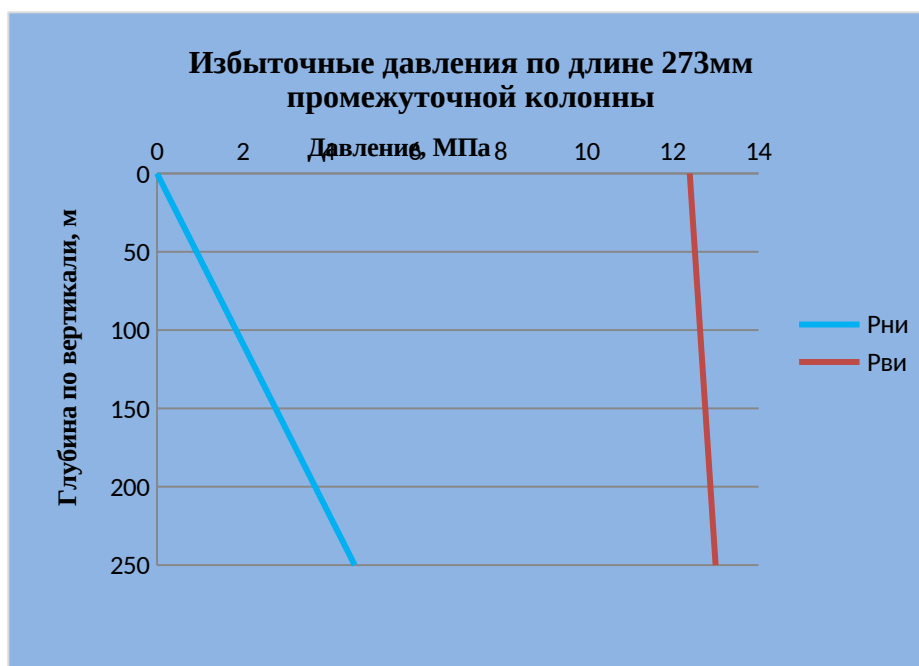


Рисунок 9.1 Распределение избыточных давлений (кондуктор)

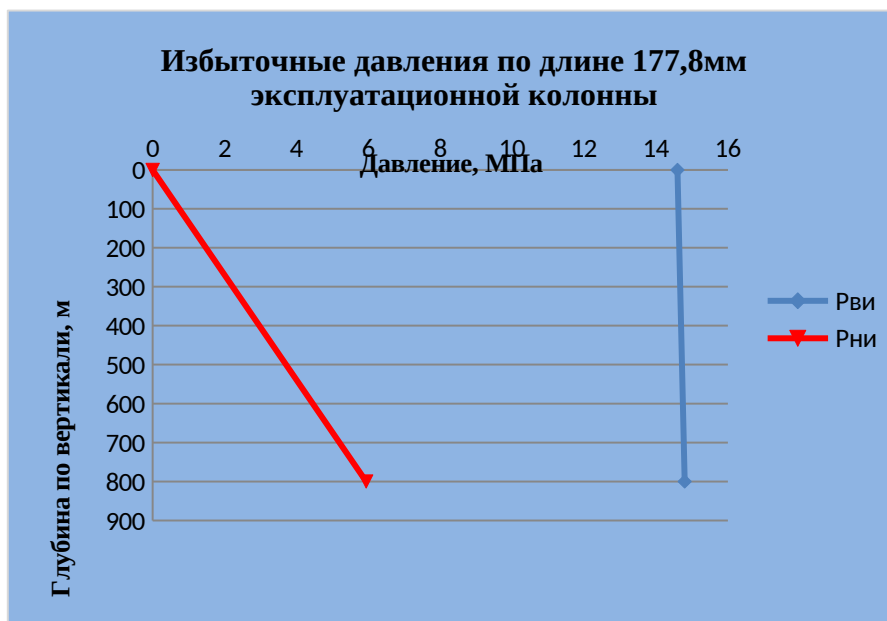


Рисунок 9.2 Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)

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
339,7	импортное	ОТТМ	Д	9,65	79,5	Да
273	импортное	ВТС	К-55	8,89	59,1	Да
177,8	импортное	ВТС	N-80	8,05	33,6	Да

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

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в рядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2., гр.8)	Номер равнопрочной секции труб в отдельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции по вертикали, м		Длина секции по стволу, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
								Номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения труб	марка (группа прочности материала)	толщина стенки мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	50	50	4,0	4,0	339,7	ОТТМ	Д	9,65	>1,00	>1,15	>1,75
2	1	1	0	250	250	14,8	14,8	273	ВТС	К-55	8,89	3,08	1,99	19,2
3	1	1	0	800	800	26,9	26,8	177,8	ВТС	N-80	8,05	4,44	2,95	8,81

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

код типа соединения	Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
	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
ОТГМ	ОТГМ – 339,7 * 9,65 – Д; ГОСТ 632-80 Н – 365,1 – Д; ГОСТ 632-80		4,0	4,2	4,6
ВТС	ВТС – 273 * 8,8,89- К-55; Стандарт АНИ Н – 298,5 – К-55; Стандарт АНИ		14,8	15,5	16,3
ВТС	ВТС – 177,8 * 8,05 - N-80; Стандарт АНИ Н – 195,0 – N-80; Стандарт АНИ		26,9	28,2	29,7

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-340	ОСТ 39-011-87	90		50	1	1	90
2	Техническая	1	Направляющий башмак БКМ-273	ОСТ 39-011-87	65	-	250	1	1	65
			Муфта обратным клапаном тип ЦКОД.1-273	ТУ 39-1443-89	59	-	240	1	1	59
			Центраторы Тип ЦЦ-273/349-1	ТУ39-01-08-283-77	20	240 50 0	250 240 50	1 10 1	12	240
			Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-273х299	ТУ 3666-001-00141887-93	13 10	- -	- -	1 1	1 1	13 10
			Направляющий башмак БКМ-178	ОСТ 39-011-87	32	-	800	1	1	32
3	Эксплуатационная	1	Муфта обратным клапаном тип ЦКОД.1-178	ТУ 39-1443-89	30	-	780	1		30
			Турбулизаторы ЦТ-178/245-251	ТУ 39-01-08-284-77	5	250	800	20	20	100
			Центраторы Тип ЦЦ-178/245-270-1	ТУ 39-01-08-283-77	13	780 250 0	800 780 250	2 10 8	20	260
			178мм скребки тип СК-178/245-270	ТУ 39-1305-88	2,7	250	800	15	15	41
			Цементировочная пробка тип ПЦН-БП-178	ТУ 3666-001-00141887-93	4,1 4,1	-	-	1 1	1 1	4,1 4,1

Примечание: Количество и интервал установки центраторов, турбулизаторов, скребков 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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
				шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. п. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин.	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Кондуктор	1	элеватор	Фирмы поставщика	Импортные	0	50	-	50	-	-	-	-
2	Техническая	1	элеватор	Фирмы поставщика	Импортные	0	250	0,5-1,0	250	Контроль за уровнем	150	30	16
3	Эксплуатационная	1	Спайдер+элеватор	Фирмы поставщика	Импортные	0	800	0,3-0,8	800		400	1 цикл	25

Примечание: При необходимости промежуточные промывки осуществлять до полного выхода объема затрубного пространства, если параметры бурового раствора не соответствуют требованиям т 7.1. (и ГТН) - промывка не менее одного цикла до полного выравнивания параметров.

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, г/см 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 и 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
2	Техническая	1	-	1100	1100	12,4	1,5	-	-	-	1	13,0
3	Эксплуатационная	1	-	1030	-	14,6	-	-	-	-	1	14,8

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 отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	интервал установки (по стволу), м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования (по стволу), м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	Прямой	1	0	50	0	1	5	Буферный	-	-
									Тампонажный	0	50
									Продавочный	0	45
2	Техническая	Прямой	1	0	250	0	1	10	Буферный	-	-
									Тампонажный	0	250
									Продавочный	0	240
3	Эксплуатационная	Прямой	1	0	800	0	1	20	Буферный	-	-
									Тампонажный	0	800
									Продавочный	0	780

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

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	Тампонажный	7,14	1,80	50	13	180	16
				Продавочная	3,31	1,08	-	-	-	-
2	Техническая	1	1	Буферная	5,0	1,00	-	-	-	-
				Тампонажный	9,52	1,85	50	13	180	24
				Продавочная	9,6	1,10	-	-	-	-
3	Эксплуатационная	1	1	Буферная	5,0	1,00	-	-	-	-
				Тампонажный	25,6	1,85	50	13	180	48
				Продавочная	16,1	1,12	-	-	-	-

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	Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1287
					Вода	1,00	-	-	578
				Продавочная	Буровой раствор	1,08	-	-	-
2	Техническая	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	988
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	7,0
				Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	3,15			1230
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,28			3,0
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25			2,7
					Пенегаситель (Полицем ДФ)***	0,88			2,1
					Вода	1,00			625
				Продавочная	Буровой раствор	1,10	-	-	-
				3	Эксплуатационная	1	1	Буферная**	Вода
Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-						7,0
Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1-10% + ШПЦС-200 – 90%	3,15							1230
	Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,28							3,4
	Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25							3,1
	Замедлитель схватывания (НТФ)***	1,36							4,9
	Пенегаситель (Полицем ДФ)***	0,88							2,6
Вода	1,00							615	
Продавочная	Буровой раствор	1,15	-	-	-				

Примечания:

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

2. Для цементирования 177,8мм эксплуатационной колонны предлагается использование тампонажного материала, состоящего из цемента марки ПЦТ I-G-CC-1 в объеме 10% и ШПЦС-200 в объеме 90% от общего необходимого количества цемента.

* - 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 спуска	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	Режим работы агрегатов (буровых насосов)						Время выполнения технологической операции, мин			
								Диаметр цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (бурового насосов), л/с	Давление, МПа		Объем порции на данном режиме	В данном режиме	Нарастающее от начала затворения до момента «стоп»		
											Допустимое для агрегатов (буровых насосов)	На устье скважины в конце операции					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
1	1	1	Затворение	Тампонажная	RA5*6 MISSION5*6*11	Затворение	1	115	4	12,2	69,1	0	7,14	9,8	9,8		
					SJX5341TSN70-30	Закачка	1	115	3	7,9	117	0	7,14	15,1	24,9		
2	1	1	Закачка	Буферная	SJX5341TSN70-30		1	115	4	18,3	50	1	5,0	4,5	4,5		
			Затворения	Тампонажной	RA5*6 MISSION5*6*11	Затворение	1						-	9,52	8,7	13,2	
					BACS-260-100	Заполнение	1										
					SJX5341TSN70-30	Закачка	1	115	4-5	24,4	75,0			9,52	6,5	19,7	
					1BM-700	Закачка	1										
				СКЦ-3М	Закачка	1											

Групповой техникий проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

1	2	3	4	5	6	7	8	Режим работы агрегатов (буровых) насосов						Время выполнения технологической операции, мин			
								9	10	11	12		14	15	16		
											Давление, МПа	На устье скважины в конце операции					
Номер колонны в порядке спуска	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	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (бурового насосов), л/с	Допустимое для агрегатов (буровых насосов)	На устье скважины в конце операции	Объем порции на данном режиме	В данном режиме	Нарастающее от начала затворения до момента «Стоп»		
			Сброс пробки											5,0	24,7		
			Продавка	Продавочная	SJX5341TSN70-30	Продавка	1	115	4-5	24,4	75,0	14,1	8,6	5,9	30,6		
					SJX5341TSN70-30	«Стоп»	1	127	2	4,1	225	16,1	1,0	4,1	34,7		
3	1	1	Закачка	Буферная	SJX5341TSN70-30		1	115	4	18,3	50	1	5,0	4,5	4,5		
			Затворения	Тампонажный	RA5*6 MISSION5*6*11	Затворение	1	115	4	18,3	50	1	25,6	23,3	27,8		
					BACS-260-100	Заполнение	1	-	-	-	-						
					SJX5341TSN70-30	Закачка	1	115	4-5	24,4	75,0		25,6	17,5	45,3		
					Сброс пробки										5,0	50,3	
					Продавка	Продавочная	SJX5341TSN70-30	Продавка	1	115	4-5	24,4	75,0	1,7	15,1	10,3	60,6
							SJX5341TSN70-30	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	16,1	1,0	4,1	64,7

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, Schlumberger Dowell), обеспечивающие требуемые режимы цементирования

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементируемых агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части	Номер ступени цементированья	Интервал цементированья		Номер схемы обвязки цементируемой техники	Потребное количество										
						Основные ЦА								Дополнительные ЦА		
			от, (верх)	до, (низ)		Тип	Всего	В том числе на:						Тип	Всего	Резерв
								Загворение	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	50		SJX5341TSN70-30	2	1	1	1	1	-	-	SJX5341TSN70-30	-	1
2	1	1	0	250		SJX5341TSN70-30	3	1	1	1	2	-	-	SJX5341TSN70-30	-	1
3	1	1	0	800		SJX5341TSN70-30	4	1	1	2	2	-	-	SJX5341TSN70-30	-	1

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементированья	Интервал, м		Потребное количество													
					Смесительные машины						Цементовозы				Автоцистерны			
			от (верх)	до (низ)	Тип	Всего	В том числе			Тип	Всего	В том числе		Тип	Всего	В том числе		
							Тампонаж-1	Тампонаж-2	Тампонаж-3			Тампонаж-1	Тампонаж-2			Буферная	Загворение	Продавочная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	1	1	0	50	RA5*6 MISSION5*6*11	1	1											
2	1	1	0	250	RA5*6 MISSION5*6*11	1	1											
3	1	1	0	800	RA5*6 MISSION5*6*11	1	1	1										

Таблица 9.15 - Потребное для цементированния обсадных колонн количество цементировочной техники

№ по порядку	Название или шифр	Потребное количество, кг				Суммарное на скважину
		Номера колонн (см. таблицу 5.2., графа 1)				
		1	2	3	4	
1	2	3	4	5	6	7
1	SJX5341TSN70-30	2	3	4		9
2	RA5*6 MISSION5*6*11	1	1	2		4
3	BACS-260-100	1	1	2		4
4	БМ-700		1	1		2
5	СКЦ-3М		1	1		2

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

Таблица 9.16 - Потребное для цементированния обсадных колонн количество материалов

Номер по порядку	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ 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	ШПЦС-200	ТУ 5732-001-91080111-2011			28,4		28,4
2	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-2019	8,5	11,7	3,2		23,4
3	Вода	Местная	4,5	10,7	20,3		35,5
4	Буферный порошок МБП-М	ТУ 2148-215-00147001-2000		0,12	0,16		0,28
5	Понизитель водоотдачи (ГидроцемС)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,087	0,12		0,1
6	Понизитель вязкости(ЦемпластМФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,026	0,08		0,105
7	Замедлитель схватование(НТФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003			0,13		0,13
8	Пеногаситель(Полицем ДФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,020	0,07		0,09

9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	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.	Допустимо е рабочее давление, МПа	Масса, т	
номер в порядк е спуска	название		после установк и	перед вскрытие м напорного горизонта					единиц ы	суммарна я
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Техническая		12,4		Превентор универсальный FH 35-35 13-5/8"x5000 PSI Двухплащечный превентор 2FZ 35-35 13-5/8"x5000 PSI	Импортное	1 1	35,0 35,0	6,4 6,3	6,4 6,3
3	Эксплуатационна я колонна		14,6		ОКК1-35-178x273	Импортное		35,0	0,67	0,67
					АФК 3-65/65X35	ГОСТ 13846-2003		35,0	1,23	1,23

Примечание: Фактическая схема монтажа и спецификация противовыбросового оборудования согласовывается с контролирующими органами.

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

Согласно: «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», Приказ Министра энергетики РК №239 от 15.06.2018г. (статья 204: сообщение продуктивного пласта со стволом скважин обеспечивается путем перфорации зацементированной колонны, установки фильтра без его цементирования или путем оставления открытого забоя), вскрытие и испытание продуктивных пластов проводится в два этапа:

Первый этап. В процессе бурения скважин до спуска эксплуатационной колонны в «открытом стволе» на трубах и кабеле.

Второй этап. Путем перфорации в зацементированной эксплуатационной колонне оборудованным устьем скважин с фонтанной арматурой по утвержденной схеме, после определения герметичности колонны, получения “Заключения по ГИС” с целью оценки и испытания скважин. Как правило, испытание перспективных объектов в скважинах проводится «снизу – вверх».

Освоение скважин проводится по утвержденному плану работ с целью определения гидродинамических характеристик пластов и оптимального режима освоения. Основные этапы работ по освоению скважин:

- мобилизация подъемника (УПА-60/80) с оборудованием;
- вскрытие пластов путем перфорации с привязкой по ГИС (ГК и ЛМ, ТМ);
- установка внутрискважинного и устьевого оборудования;
- отработка скважин на приток на различных режимах;
- произвести исследовательские работы для получения данных;
- вызов притока при отсутствии самоизлива;
- проведение интенсификации притока (соляно-кислотная обработка и гидроразрыв пласта), если результаты испытаний покажут в этом необходимость;
- отработка скважины. После выхода скважины на режим отработка должна производиться не менее четырех часов;

Вскрытие пласта – это комплекс мероприятий, обеспечивающий рациональную технологию бурения в целях предотвращения выбросов, сохранения естественной проницаемости призабойной зоны, обеспечения благоприятных условий притока нефти и газа в скважину, обеспечения прочности и устойчивости призабойной части скважины и соблюдения правил охраны недр. Геологической службой должен осуществляться контроль за вскрытием пласта. При вскрытии продуктивных пластов необходимо учитывать геолого-физические свойства коллектора, физико-химическую характеристику насыщающих его флюидов и термобарические условия – пластовые давление и температуру.

Перед вскрытием пласта (перфорацией эксплуатационной колонны) устья скважины оборудуется перфорационной задвижкой или превенторной установкой согласно утвержденной схеме, а скважина заполняется рассолом или тех.водой, исключающий возможность нефтегазопроявлений, но и обеспечивающей максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора.

После перфорации и спуска НКТ при отсутствии притока в скважину, производится вызов притока путем постепенного снижения уровня (свабирование) и/или плотности перфорационной жидкости.

В связи с улучшенными коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов, в процессе бурения, буровой раствор глубоко проникает в пласт, и последующая перфорация не обеспечивает восстановление исходной проницаемости. Интенсификация притоков применение соляно-кислотной обработки пласта и/или гидроразрыв пласта обеспечивает образование вторичной проницаемости и приток флюида в ствол скважины.

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.	
номер	глубина нижней границы, м		для буровой организации				для геофизических организации			для буровой организации	для геофизических организаций
			нормативное время, ч				нормативное время, ч				
			проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл.3 Вр.УСН В	испытание (опробование) по табл.2 Вр.УСНВ	всего на объект, сут	ожидаемое притока по табл.21 СНВ на ПГИ	испытание опробование) по табл.2, 21 СНВ на ПГИ	всего на объект, сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
В открытом стволе предусматривается испытание объектов в случае выявления прямых и косвенных признаков нефтегазоносности по керну или ГИС.											

Таблица 10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

№ объекта испытания	Количество одно- временно испытываемых	Характеристика КИИ			Количество отбираемых	Режим работы		Режим испытания			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения	Хвостовик	
		тип испы	количество, шт.	тип проб		пакера		объекта					диаметр, мм	длина по
						осе-	пере-	деп-	коли-	вре-				

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (± 250 м) на контрактной территории №1057

			испытателей пластов	пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
В открытом стволе предусматривается испытание объектов в случае выявления прямых и косвенных признаков нефтегазоносности по керну или ГИС.																

Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номера объекта	Интервал залегания объекта, м		Тип опробовател я	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
Не предусматривается							

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер лифто-	Номер секции труб в	Интервал		Характеристика трубы				Длина секции ,	Масса секции, т		Коэффициент запаса	
		установки		номин.	тип	марка (группа	толщи на		теорети ческая	плюсового допуска	прочности	
		от	до								на	на избыточное давление

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

														наруж ное	внутре нное
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	1	0	780	73,0	НКТ	J-55	5,5	9,52	780	7,42	7,69	1,56	>1,15	>1,5	

Примечание: По усмотрению Заказчика, колонны насосно – компрессорных труб (НКТ) могут быть заменены на трубы более прочными характеристиками. Глубина установки ВСО на 10-30 м выше интервала перфорации, который намечается по результатам ГИС. Для ГРП и СКО иметь отдельный комплект НКТ 73x5,5мм и 89x6,5мм высадка марки стали L-80/N-80.

Таблица 10.5 – Крутящие моменты для свинчивания соединений насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип соединения	Крутящий момент, Н x м		
				минимальный	оптимальный	максимальный
73,0	5,5	J-55	высаженные	1913	1990	2070

Примечание: Для свинчивания труб использовать гидравлические трубные ключи с указателем крутящего момента. Резьбовая смазка - модифицированная высокогерметичная.

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	пластичес- кая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, Па	составляющие компоненты			
								название	плотность , г/см ³	влажнос- ть, %	удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13
Не предусматривается											

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
Не предусматривается			

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
Не предусматривается				

Таблица 10.8. - Виды работ и нормы времени по испытанию объектов продолжительностью 10 дней

Диаметр штуцера, мм	Необходимое время, в сутках	Виды работ
1	2	3
3,5,7 мм	2,9 (Табл 22) * 1,1 (Табл 22) *	Установка подъемника. Испытание на герметичность устьевого оборудования и эксплуатационной колонны на 180 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 сервисными компаниями. Спуск перфоратора на НКТ и перфорация которые будут определены после ГИС. Перфорация колонны производится корпусным перфоратором CNLC 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 3.5.7 мм штуцере. При отсутствии фонтанного притока производится свабирование скважины. Демонтаж подъемника. Подключение скважины к временной емкости.
4 мм	6,3 (Табл 26) *	Начало испытания скважины: замер дебитов нефти и газа, контроль над изменениями дебитов, давлений и обводненности. Замер забойного давления, температуры. Отбор глубинных и поверхностных проб нефти для определения физико-химических свойств.
Всего	10 дней	

Примечание: * Таблицы из «Сборника сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических, объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах» (1985 г.)

Таблица 10.8.1. - Виды работ и нормы времени по испытанию объектов продолжительностью 80 дней

Диаметр штуцера, мм	Необходимое время, в сутках	Виды работ
1	2	3
3,5,7мм	<p>2,9 (Таблица 22) *</p> <p>6,3 (Таблица 26) *</p>	<p>Установка подъемника. Испытание на герметичность устьевого оборудования и эксплуатационной колонны на 180 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 сервисными компаниями. Спуск перфоратора на НКТ и перфорация которые будут определены после ГИС. Перфорация колонны производится корпусным перфоратором 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 3,5,7 мм штуцере. При отсутствии фонтанного притока производится свабиование скважины.</p> <p>Демонтаж подъемника. Подключение скважины к временной емкости.</p> <p>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.</p>
	<p>2,8 (Таблица 24) *</p> <p>Проводится при необходимости</p>	<p>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 опрессовка ПВО, распаковка 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 свабиования как минимум до полного извлечения закаченной жидкости при ГРП/СКО/ПРС.</p>
3,5,7мм	<p>24,2 (Таблица 3) *</p>	<p>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.</p> <p>Исследования проводится на нескольких режимах 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</p>

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

Диаметр штуцера, мм	Необходимое время, в сутках	Виды работ
1	2	3
		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.
3,5,7мм	24,2 (Таблица 3) *	<p>Проведение контрольного исследования скважин методом установившихся отборов МУО обратным 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.</p> <p>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.</p>
8мм 3мм, 4мм, 5мм	9 (Табл А) *	<p>Отбор поверхностных проб нефти для определения физико-химических свойств (на 8мм штуцере)</p> <p>Отбор поверхностных проб газа для последующего анализа и определения коэффициента сжимаемости, относительной плотности, молекулярного веса, тепловой ценности и компонентного состава газа.</p> <p>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.</p>
Всего	80 дней	

Примечание: * Таблицы из «Сборника сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических, объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах» (1985 г.). Для индивидуального замера добычи газа и определение газового фактора предусмотрены 2-х 3-х фазные замерные сепарационные установки «Kingdom» или «Lucky star».

Таблица 10.8.2 -Проектные данные испытания скважин на контрактной территории №1057

Скважина №	Объект	Кол-во дней испытания	Газовый фактор м ³ /м ³	Расход печи м ³ /час	Дебит нефти м ³	Дебит газа млн.м ³	Газ на печь млн.м ³	Сжигание на факеле млн.м ³	Время горения час.	Объем нефти м ³	Примечание	Марка печи
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
800	3	80	25	96	39	0,975	0,2667	0,078	1920	3120		ПП-063
	2	80	25508	96	0	0,25508	0,2667	2,04	1920	0		ПП-063
	1	80	25	96	39	0,975	0,2667	0,078	1920	3120		ПП-063

Таблица 10.9. -Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
		тип	количество		
1	2	3	4	5	6
Опрессовка ФА на устье скважины.	"Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники"	SJX5341TSN70-30	1	-	1,5
Опрессовка НКТ		SJX5341TSN70-30	1	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		SJX5341TSN70-30	1	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость		SJX5341TSN70-30	3	3,0	9
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	SJX5341TSN70-30	3	32,0	94
Перфорация	т. 3	SJX5341TSN70-30	3	29,5	88,5
Вызов притока	т. 3	SJX5341TSN70-30	3	19,5	58,5
Смена перфорационной жидкости на техническую воду	т. 3	SJX5341TSN70-30	3	2,8	8,4
Снижение уровня		JR180 KHV-10	3	8	24
Установка цементных мостов		SJX5341TSN70-30	3	5	15
Интенсификация притока	т. 3	SJX5341TSN70-30	3	-	3,0
Итого на работу:					304,9

Примечание: * Допускается применение аналогичных агрегатов

Таблица 10.10 - Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважин в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
Для всех объектов	Перфорационная жидкость плотностью 1,01 - 1,05 г/см ³ , объем:		м ³	100,0
	состав:	Местный		
	Вода - основа перфорационной жидкости	Ст. АНИ	т	35,0
	NaCl - для поддержания плотности жидкости	Ст. АНИ	т	10,0
	Вода для смены перфорационной жидкости, промывки – 1 цикл (перед вызовом притока), продавки кислоты и вымыва продуктов реакции.	Местный	м ³	100,0

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 раз, 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 $5-7\text{ м}^3$ жидкости для образования трещин в пласте (мини ГРП);
2. Введение в полученные трещины жидкость-песконоситель (сшитый гель) с песком (пропант) для сохранения их в открытом состоянии (основной ГРП). В зависимости от ее вязкости или удерживающей способности песка для однократного разрыва объем ее составляет $20-50\text{ м}^3$, 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 распавший гель со скважины вывозиться 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 НР - 2шт.; мак. Давление - 700атм.;
- 4) Насосная установка модели 2250 НР - 1шт. (резервный); мак. Давление - 700атм.;
- 5) Цементирувочный Агрегат ЦА-320;
- 6) Песковозы вместимостью до 30 тонн;
- 7) Емкости для приготовления жидкости ГРП в объеме до 80м³.

Таблица 10.11 - 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	15 м ³	45 м ³	15 тн.	15	30	60

Примечание: Данные взяты по ранее пробуренным скважинам. Объемы жидкости и пропанта будет корректироваться по результатам ГИС и лабораторных тестов.

10.3.2 Соляно-кислотная обработка пласта

Соляно-кислотная обработка пласта (СКО) — один из методов интенсификации притока жидкости и газа к скважинам, данную технологию используют при освоении и испытании скважин. Основной ее целью является способность кислот вступать реакцию с породами, что приводит к очистке и расширению их пористых каналов, увеличению проницаемости и, как следствие, к повышению производительности скважин, а также очистка призабойной зоны продуктивного пласта от кальмотантов, создания пор и

расширения трещин. Применяется несколько модификаций данной технологии, в зависимости от режима воздействия на пласт и геологических условий. Технологический процесс кислотной обработки скважин включает операции заполнения скважины кислотным раствором, продавливание кислотного раствора в пласт, при герметизации устья скважин закрытием задвижки. После окончания процесса продавливания, скважину оставляют на некоторое время под давлением для реагирования кислоты с породами продуктивного пласта. Различают несколько видов СКО: а) кислотные ванны; б) кислотные обработки под давлением; г) селективные кислотные обработки.

Порядок проведение соляно-кислотной обработки:

1. по реагированию кислоты с породой (лабораторный тест) проводить подбор кислотного состава;

2. составляется дизайн и программа по СКО, согласно полученным лабораторным данным;

3. ПЗР к проведению СКО: спуск НКТ 73мм с установкой воронки согласно программе по СКО;

4. расстановка флота СКО, монтаж и опрессовка линии высокого давления, согласно схеме;

5. согласно программе СКО, заготавливается объем кислоты;

6. закачка объем кислоты, продавка буфером трубного пространства;

7. технический отстой от 2 до 4 часов (для реагирования кислоты) по данным лабораторных тестов;

8. вымыв продуктов реакции двойном объеме от закаченной кислоты (полученные продукты реакции и остатки кислоты нейтрализуется кальцинированной содой (CaCO_3), наливается на кислотостойкую емкость, далее вывозится на ППН;

9. отработка скважины.

Флот СКО включает в себя следующие техники;

1) Станция контроля СКО;

2) Насосный агрегат мощностью 850 л.с.- 2 шт. (1 резервный). мак.

Давление - 700атм.;

3) Кислотовоз;

4) Кислотный агрегат АН-400;

5) Цементировочный Агрегат ЦА-320;

6) Передвижная лаборатория;

7) Емкость для отработанной кислоты.

Таблица 10.12 - Потребное количество материала и продолжительность работы при СКО

Название работ	Потребное количество материала	Продолжительность работы, мин.
	Кислотная жидкость	Соляно-кислотная обработка
1	2	3

СКО	5-10 м ³	120
-----	---------------------	-----

Примечание: данные взяты по ранее пробуренным скважинам. Объемы кислотной жидкости будет корректироваться по результатам ГИС и лабораторных тестов.

10.3.3 Пароциклические обработки скважин

Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Цель этой технологии заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

Механизм процессов, происходящих в пласте, довольно сложный и сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин. При нагнетании пара в пласт он, естественно, внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, то есть меняется с ней местами.

Именно такое перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом и является физической основой процесса извлечения нефти при помощи пароциклического воздействия на пласты.

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 и 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
Техническая	1	250	450 1500	СУБТ-203,2 СБТ 127,0	8 13	Трубные резьбы, зона сварного шва СУБТ, переводники, калибраторы и т.д.	5,86	1,40 5,32
Эксплуатационная колонна	2	800	450 1500	СУБТ 165,1 СБТ 127,0	17 68	Трубные резьбы, зона сварного шва СУБТ, переводники, калибраторы и т.д.	5,86	1,60 5,85

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, кгс/см ²	Источник норм времени	Количество труб, шт.	Продолжительность проведения операции, час
			тип (шифр)	количество, шт.				
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов нагнет. Линия, блок задвижек, шланг	0	SJX5341TSN70-30	1	На раб.. давление	ЕНВ	0	1,5
Техническая колонна	Обсадная колонна и устьевое оборудования	250	SJX5341TSN70-30		124	ЕНВ	-	1,5
	Цементное кольцо*	253	SJX5341TSN70-30		15	ЕНВ	-	0,5
Эксплуатационная колонна	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК1-35-178x273	800	SJX5341TSN70-30	1	146	ЕНВ	-	1,5
	Фонтанная арматура с эксплуатационной колонной АФК-3-65/65x35	800	SJX5341TSN70-30		146	ЕНВ	-	0,5

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:

- грузоподъемность.
- монтажеспособность.
- экономичность эксплуатации.
- уровень механизации рабочих процессов.
- экологичность.
- мобильность.

Исходя из этого, для бурения проектной скважины глубиной 800 м, при максимальном весе бурильной колонны 41,2 тн. и обсадной колонны 26,8 тн, выбраны буровая установка ZJ-30 номинальной грузоподъемностью не менее 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. $K_{исп} - 0,5$.
- Автокран г/п 20 тн. $K_{исп} - 0,5$.
- Автопогрузчик Caterpillar-950D $K_{исп} - 0,5$.
- Вильчатый подъемник г/п 6-8 тн. $K_{исп} - 0,8$.
- Сварочный агрегат САК (дизель).

12.1. Подготовительные работы к бурению скважины (скважин)

Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к бурению скважины (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	Кол-во
1	2	3	4	5	6	7
1		Планировка площадки мех. способом под буровое оборудование, грунт II кат. при монтаже 1,7 га при демонтаже 1,7 га	м ³ . -.-	1,2		3500 3500
2		Устройство насыпи под земляное полотно дороги (подъездной путь) до утрамбовки- 1000 х 6х 1,2м После утрамбовки- 1000х6х0,8м	м ³	1,2		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	-«-	

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
Положение №11			
1	Рекогносцировка участка работ		
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		
	Перезезды 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 строитель-но-монтажных работ	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид бурения (первичное, повторное, передвижка до 5м, на 15-20м, на 40-50м, демонтаж первичный, повторный)
1	2	3	4	5
1,2	-	ZJ-30	Дизель-электрический	Первичное/Повторное

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	электроды 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

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

№ 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	электроды кг
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	шт.	2	1.91	0.94	3.82	1.88
256	для запаса топлива	П	2	2.61	1	5.22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	к-т	1	9	2.6	9	2.6
257	топливопроводом	"-	1	7.21	3.96	7.21	3.96
257	воздухопроводом	"-	1	5.1	2.21	5.1	2.21
257	паропроводом	"-	1	2.11	2.57	2.11	2.57
252	Всасывающая линия бур. насоса	"-	2	6.82	19.2	13.64	38.4
252	Выкидная линия бур.насоса	"-	2	4.02	12	12.06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	шт.	20	1.41	0.18	28.2	3.6
251	Выкидная линия Ø = 406 мм (скважина-вибросито)	10м	1	4.23	2.14	4.23	2.14
41	Пожарные гидранты	шт	2	1.57	0.01	3.14	0.02
274	Контур заземления	конт.	3	6.64	4.5	19.92	13.5
	Всего первичный монтаж					180.29	122.1
	Всего повторный монтаж					176.77	119.9

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

**Таблица 12.4. –Объемы работ по монтажу бурового оборудования, строительству при вышечных сооружений и фундаментав
«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
	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 шах. 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 противотока бурового раствора, газа	к-т	1;2	1	агр.	агр.

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

№ 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
1.14.	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	-"	-"
1.18.	Шурф для квадрата	-"	-"	1	-"	-"
1.19.	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	-"	-"	1	-"	-"
1.20.	Лебедка гидравлическая г/п - 3тн 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 8.0м х6 м х5.5м, 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

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

№ 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
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
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 - 1.5м 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	-"	-"

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (± 250 м) на контрактной территории №1057

№ 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
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 песколловку) 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
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.	Емкость V- 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) залке, 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

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

№ 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
18.1	ПУГ FH - 35 x 35	-"	-"	1	-"	-"
18.2	превентор плащечный 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 350 ат	-"	-"	1	узел	узел
18.7	Манифольд линии дросселирования и глушения скважины диаметром 65мм на рабочее давление 350 ат (1 гидравлический JLKY 35/65, 1 ручной JLK 35/65 управляемые клапаны и 6 прочих клапанов Y40)	-"	-"	1	агр	агр
18.8	Манифольд для глушения скважины диаметром 78 мм на рабочее давление 350 ат (2 плащечных клапана типа PYF 103/35 и 1 обратный клапан)	к-т	1;2	1	-"	-"
18.9.	Штуцерный манифольд диаметром 78 мм на рабочее давление 350 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 x 25м	-"	-"	2	узел	узел
19	Колонная головка КГ-35-178 x 273	-"	-"	1	-"	-"
20	Тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью 9тн	-"	-"	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 1.25м	-"	-"	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	-"	-"

Групповой техничеcкий проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

№ 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
27	Емкость V - 4 м ³ для дизтоплива (питание бойлера) с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7.5кВт с обвязкой	-"	-"	1	-"	-"
28	Обязка оборудования коммуникациями:					
29.1	Водопроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	-"	-"	1	узел	узел
29.2.	Топливопроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	-"	-"	1	-"	-"
29.3	Воздухопроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	-"	-"	2	узел	узел
29.4	Паропроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	-"	-"	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	-"	-"
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	-"	-"

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

Таблица 12.5 – Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для буровой

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

Примечание: * Монтаж помещений, электромонтаж и обвязка трубопроводами указанных объектов производится до начала бурения скважины за пределами буровой площадки.

Таблица 12.6 – Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для дополнительного оборудования

№ по порядку	Номер Расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	49-499	Сооружение превенторных щитов	навес.	1	2	Трайлер и авто
2	49-815	Монтаж инструментальной площадки	шт	1	1	--//--
3	49-526	Устройство шурфа из обсадных труб (245мм x 10мм x 18м) для квадрата, (245мм x 10мм x 15м) для одиночки	10м	1	3,3	--//--
4	49-460	Буровое укрытие, каркас металлический, крыша РТУ	100м ²	1	100	--//--

Таблица 12.7 – Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование

Номер по порядку	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта строительных-монтажных работ	Количество	Способ и вид Транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	49-406	Бетонные плиты под вышечно-агрегатный блок.	м ³	1	50	Автотранспорт
2	49-123	- устройство насыпи из уплотненного грунта	100м ³	1	1	Автотранспорт
3	49-405	Бетонная плита под буровой насос	блок	02	3	Автотранспорт
4	49-406	- разбивка бетона	м ³	1	50	Автотранспорт

Примечание: Возможное применение под буровую установку бетонная основания или металло-деревянные специальные маты по заключением работ изыскания с согласованием Заказчика.

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

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

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 – Продолжительность бурения скважин

Продолжительность цикла бурения скважины, сутки						
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
280	13	2	25	240	-	240

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сутки	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сут		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совместным способом
1	Кондуктор	1,2	0	50		1,0	
2	Техническая	3,0	50	250		4,1	
3	Эксплуатационная	3,7	250	800		12,0	

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 грузазахватных 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 моментомером	БУ	1 к-т

№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
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	2 к-т (по 2 переводника на типоразмер труб)
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 съёмник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
44	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос

№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
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.
61	Противогазы фильтрующие с запасными коробками или дыхательные аппараты фирмы «Дрэгер»	БУ	1 к-т на раб.
62	Аппарат искусственного дыхания переносной.	БУ	1 шт.
63	Аварийное освещение (аккумуляторные лампы)	БУ	2 к-т
64	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 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

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 (с ссылкой на действующие документы)
1	2
	<p>Производство работ по бурению скважин, в строгом соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355.</p> <p>Перечень мероприятий по безопасности работ, с учётом климатических, сезонных и территориальных особенностей данного района:</p> <p>а) методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу "Выброс");</p> <p>б) план по безопасному ведению буровых работ;</p> <p>в) борьба с загрязнением окружающей среды;</p> <p>г) практическое обучение и тренировка специальным приёмам по безопасности работы до начала и во время буровых работ, включая первую медицинскую помощь, тушение пожаров, спасение человеческой жизни;</p> <p>д) первая медицинская помощь, транспорт и медицинское обслуживание;</p> <p>е) хранение легко воспламеняемых и взрывоопасных веществ т. д.</p> <p>Буровая установка и вахтовый посёлок должен быть обеспечен противопожарным инвентарём и первичными средствами пожаротушения и размещаться таким образом, чтобы обеспечивался свободный доступ к ним в любое время.</p> <p>Для размещения первичных средств пожаротушения на территориях должны устанавливаться пожарные щиты с набором: порошковых огнетушителей, углекислотных огнетушителей, ящик с песком, ломов, багров и топоров.</p> <p>Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения.</p> <p>В каждой смене должен быть ответственный за противопожарную безопасность.</p> <p>Этот человек несёт ответственность за текущий инструктаж всех членов смены и за средствами пожаротушения</p> <p>Для создания безопасных условий труда при бурении скважины, необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоёмкие 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:</p> <ol style="list-style-type: none">1. «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355;2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г);3. Методические рекомендации при проводке скважин роторным и турбинным способом (согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 22 октября 2010 года № 34);4. Методические рекомендации по приготовлению, утяжелению и химической обработке бурового раствора (согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 22 октября 2010 года № 34);5. Методические рекомендации по спуску в скважину колонны обсадных труб (согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и

<p>промышленной безопасностью Республики Казахстан от 4 ноября 2010 года № 39);</p> <p>6. Методические рекомендации по эксплуатации буровых насосов и их обвязок (согласованы приказом и.о. Председателя Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 22 октября 2010 года № 35);</p> <p>7. РД – 08 – 22- 94 «Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад»;</p> <p>8. РД – 08 – 47 – 94 «Отраслевая инструкция по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов»;</p> <p>9. РД – 08 – 41 – 94 «Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов»;</p> <p>10. СТ РК 1746-2008 «Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин»;</p> <p>11. Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования;</p> <p>12. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно – монтажных работах в бурении;</p> <p>13. Инструкция по предупреждению открытых фонтанов;</p> <p>14. План ликвидации возможных аварий при ГНВП;</p> <p>15. Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах;</p> <p>16. Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (СУОТ) в нефтяной промышленности – ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования ИЛО-OSH2001»</p>
--

Таблица 15.2 - Основные требования 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, спец. обувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещённости.
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний, необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средствами защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты, предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты, регламентировано «Отраслевыми нормами выдачи за счет средств работодателя специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности», согласованного приказом Министра труда и социальной защиты населения Республики Казахстан от 11 июля 2008 года № 177-п (с изменениями от 30.06.2011 г.). 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 и в соответствии с ГОСТ 12.4.121-2015 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Противогазы фильтрующие. Общие технические условия» и ГОСТ 12.4.296-2015 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Респираторы фильтрующие. Общие технические условия», члены буровой бригады для защиты органов дыхания, должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты – противогазы марки А, коричневая крачка время защитного действия (коробка без фильтра) – 120 минут при максимальном содержании вредных

№ п/п	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
	веществ в диапазоне 24000-26000 мг/м ³ (по бензолу) (см. таблицу 15.3) или дыхательными аппаратами.
4	Учитывая, что в процессе бурения, работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации, и, в соответствии с требованиями ГОСТов, по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 15.4.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещённости на рабочих местах, с целью обеспечения безопасных условий труда, необходимо руководствоваться требованиями СН РК 2.04-01- 2011 «Естественное и искусственное освещение», СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение», СН 357-77 «Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий», ВСН 332-74 «Инструкция по монтажу электрооборудования, силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон» и в соответствии с «Правилами устройства электроустановок», утвержденным Постановлением Правительства Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230.
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещённых 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 освещённости, которых представлены в таблице 15.5. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебёдочный блок, силовое и насосное помещения, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных 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 площадок – не отапливаемых производственных помещений проходов – следует также применять газоразрядный источник света. Выбор типа светильников производится с учётом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво – пожароопасные смеси светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищённое исполнение, в зависимости от категории взрыво – и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок)
7	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках, должны иметь жалюзийные насадки или козырьки, экранирующие источники света и отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления, источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блоки не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещённости не должен превышать 20%. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раз в год
8	В соответствии с СП РК 3.02-108-2013 «Административные и бытовые здания» и «Вспомогательные стандарты по уборке и содержанию рабочих мест для бригад, занятых в буровых работах и КРС», строящаяся буровая, при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда, должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.7.

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-визкозной ткани	ГОСТ 12.4.111-82	бурильщик, пом.бурильщика
3	Куртка утепленная	ГОСТ 17222-71	электромонтер, слесарь по обл.буровой
4	Брюки утепленные	ГОСТ 18235-72	электромонтер, слесарь по обл. буровой
5	Летний костюм: куртка, полукombineзон и рубаха со съёмным 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 29335-92	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 морозостойкие	ТУ 38-10622-83	всем
12	Сапоги маслозащитные	ГОСТ 12.4.137-2001	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 12.4.121-2015	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 12.4.121-2015	Всем при освоении

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

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	2	3
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 формиро- вания осве- щенности: Г-горизон- тальная; В-верти- кальная	Разряд и подраз- ряд зри- тельно й работы	Рабочее освещение			Аварийн ость освещен ие, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности не более, %	
					при лампах накали- вания	при газо- разряд- ных 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 экспериментальн о	
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	Механизм захвата	Г	IX	50	50		

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость форми- рования осве- щенности: Г-горизон- тальная; В-верти-	Разряд и подраз- ряд зри- тельно й	Рабочее освещение			Аварийн ость освещен ие, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности не более, %	
					при лампах накали - вания	при газо- разряд- ных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	автоматизации спуско-подъемных операции (АСП)							
15	Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50		
16	Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50		10
17	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г.В.	X	30	30		10
18	Силовое помещение Редуктор (коробка скоростей)	Место замера уровня масла	В	VIIIa	30	75		
19	Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10		
20	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIa	30	75		
21	Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	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	VIIIa	30	75		
25	Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	Ivг	75	100		10
26	Цементирующая головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы	Кран	В	X	50	50		

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость форми- рования осве- щенности: Г-горизон- тальная; В-верти-	Разряд и подраз- ряд зри- тельно й	Рабочее освещение			Аварийн ость освещен ие, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности не более, %	
					при лампах накали - вания	при газо- разряд- ных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	освещенности)							
27	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30		
28	Место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов (ПВД)	Место зарядки	Г	VГ	75	100		
29	Каротажный подъемник Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъемника до блок баланса; от подвесного ролика до устья скважины	Барабан, пульт, кабины машиниста Кабель	Г В Г	X XI	30 50 10	30 50 10	Освещенность установлена экспериментальн о	
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 экспериментальн о	
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 платами 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, вибростанции, насосном помещении (2 штуки), у приемных емкостях (2 штуки), Помещение отдыха персонала
2	Газоопределяющий ЛТХ 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.

Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, штук	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 щитею

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: газонефтеводопроявления, 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 спускоподъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т.	1.3. Спустить трубоводку, 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.

№ 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
		1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.		
2.	Прихват инструмента	<p>2.1. Выделить прихватопасные зоны.</p> <p>2.2. Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.</p> <p>2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы.</p> <p>2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.</p> <p>2.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок.</p> <p>2.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости.</p> <p>2.7. Не изменять КНБК в сторону увеличения ее жесткости. В случае</p>	<p>2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны.</p> <p>2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора.</p> <p>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).</p> <p>2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.</p> <p>2.4. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.</p>	<p>2.1. Знать зоны осложнений.</p> <p>2.3. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны.</p> <p>2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН.</p> <p>2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.</p>

№ 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
		необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение ее жесткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой.		
3.	Заклинивание инструмента	<p>2.8. В компоновку бурильной колонны включать ясы необходимого размера</p> <p>3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.</p> <p>3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.</p> <p>3.3. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.</p> <p>3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны.</p> <p>3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.</p>	<p>3.1. Определить место заклинки.</p> <p>3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом.</p> <p>3.3. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.</p> <p>3.4. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).</p> <p>3.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.</p> <p>3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.</p>	<p>3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.</p> <p>3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.</p> <p>3.3. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.</p> <p>3.4. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.</p> <p>3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.</p>
4.	Прихват обсадных	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.	4.1. Определить место прихвата.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.

№ 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
		4.2. 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.
			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 трубуловку, метчик, колокол.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы.
		5.2. Контролировать усилия закрепления	5.2. Спуск производить	5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота

№ 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
		резьбовых соединений.	замедленно для определения местонахождения "головы" обсадных труб.	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.
		4. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.		
7.	Падение посторонних предметов в скважину	7.1. Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.	7.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	7.1. При спуско-подъемных операциях применять обтираторы и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов.
		7.2. Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие	7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый	7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по

№ 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
		приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.	фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	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 водопроявлени я	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		

№ 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
		оборудование.		
		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.		
		8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.		
		8.9. Иметь запас раствора согласно пункта 280 Требований [2]		
		8.10. Параметры раствора необходимо выравнять 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	9.2. Ввести наполнители (сляда,	9.2. Ввод наполнителей осуществлять при

№ 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
		раствора над пластовым более величин, предусмотренных Требованиям промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли..	кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.)	снятых сетках вибросит.
		9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.	9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.
		9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку 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, исключаяющие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.		

План ликвидации аварии

На опасном производственном объекте разрабатываются план ликвидации аварий (далее - ПЛА). ПЛА утверждается руководителем организации и согласовывается с профессиональными АСС и (или) формированиями.

В помещениях, где находится персонал, должны вывешиваться утвержденные:

1) технологическая схема (мнемосхема) расположения оборудования и трубопроводов с указанием на них КИПиА, предохранительных, запорных регулировочных устройств, схема установки датчиков сероводорода и расположение точек контроля воздушной среды;

2) схема объекта с указанием расположения аварийных складов, островков газовой безопасности, пожарного инвентаря, средств защиты работников, основных и запасных маршрутов движения людей и транспорта, преимущественных направлений распространения и мест скопления сероводорода в воздухе в аварийной ситуации, средств связи и оповещения;

3) схема оповещения с указанием номеров телефонов подразделений: Министерства индустрии и инфраструктурного развития РК, пожарной охраны и медицинской службы;

4) оперативная часть ПЛА;

5) схема эвакуации.

На рабочих местах и территории опасного производственного объекта, где возможно воздействие ОВПФ устанавливаются предупредительные знаки и надписи, опасные участки работ ограждаются или обозначаются знаками безопасности и надписями.

Производственные объекты и помещения располагаются с наветренной стороны по «розе ветров» по отношению к источнику возможного выделения сероводорода.

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток обеспечиваются освещением.

Промышленная площадка, производственные помещения не должны иметь подвалов, заглублений, траншей и каналов.

Не допускается проведение огневых работ в радиусе менее 50 метра от места применения и складирования материалов, содержащих легковоспламеняющиеся или взрывоопасные вещества и при отсутствии средств пожаротушения.

Перед началом выполнения работ в местах, где имеется опасность загазованности и воздействия ОВПФ превышающих допустимые нормы, в том числе в изолированных помещениях, закрытых емкостях, колодцах, траншеях и шурфах, проводится анализ воздушной среды и оформляется наряд - допуск. При обнаружении загазованности производство работ в данном месте останавливается и возобновляется после устранения загазованности.

Объекты, где требуется подъем работника на высоту до 0,75 метра, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 метра лестницами с перилами.

В местах перехода людей над трубопроводами устанавливаются переходные мостки с покрытием, исключающим скольжение, шириной не менее 0,65 метра, с перилами высотой не менее 1,0 метра.

Производственные помещения, где возможен разлив жидкости, содержащей сероводород, оборудуются устройствами для смыва ее большим количеством воды и отвода в закрытую систему канализации.

Помещения буровых установок, производственных объектов оборудуются постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением от датчиков сероводорода при достижении ПДК.

Персонал, работающий в пределах месторождения, обеспечивается надежной двусторонней телефонной или радиосвязью.

17. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ

17.1. Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважины на контрактную территорию с проектной глубиной 800 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 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденные Приказом Министра энергетики РК от 22 мая 2018 года № 200.

За основу расчетов по ликвидации скважин приняты проектные решения по скважинам на контрактной территории 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, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на бурительных 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.

17.2. Ликвидация скважины

Технологические и технические решения по ликвидации скважины.

1. 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», утвержденные Приказом Министра энергетики РК от 22 мая 2018 года № 200.

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

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

нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Вариант 2. Скважина доведена до проектной глубины, по результатам испытаний проектных газоносных горизонтов в открытом стволе оказалась в неблагоприятных геологических условиях (отсутствуют газонасыщенные 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.

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 инспекцией геологии и недропользования Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- способ установки цементного моста – на равновесие,
- метод установки – с контролем по объему,
- заливочная колонна - НКТ-73 (СБТ -88,9) –с «воронкой» на первой трубе,
- продавочная жидкость – буровой раствор;

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;
- демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования предусмотренного проектом;
- установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- закачка буферной жидкости №1;
- закачка цементного раствора;
- закачка буферной жидкости №2;
- закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементировочным агрегатом).
- срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При

отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;

- разгерметизация устья;
- подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъем заливочной колонны;
- спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- испытание моста на прочность разгрузкой;
- испытание моста на герметичность опрессовкой.

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

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

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

По окончании ликвидационных работ устье скважины оборудуется колонной головкой и задвижкой высокого давления в 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 хранятся у Недропользователя.

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 177,8 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 используется тампонажный портландцемента тип ПЦТ I по ГОСТ 1581-2019. Транспортирование цемента осуществляется по СТ РК ИСО 10426-1-2011 (ISO 10426-1:2009).

Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытываемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-2019.

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 труб.

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_{Π} следует исходить из уравнений

$$V_{\Pi} = V_T(1-\Delta V)$$
$$\Delta V = \frac{H_M S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_2$$

где V_T - внутренний объем колонны заливочных труб, m^3 ; ΔV - относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; H_M - протяженность цементного моста, м; S_T - площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста, m^2 ; C_0 - коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости; C_1 - коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб; C_3 - коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 17.1.

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

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

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

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

Таблица 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	0,02	0,04	0,01	0,02
C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
C_4	0,02	-	0,02	-
C_5	0,40	-	0,40	-
C_6	0,03	0,20	0,03	0,20
C_0	0,01	0,02	0,01	0,02

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

$$H_{см} = H_M + \frac{C_2 V_T + C_6 V_{см}}{S_k} \quad (3)$$

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

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

для первой порции $V_1 = C_4V_T + C_5HmSc$ (4)

для второй порции $V_2 = C_4V_{II}$

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 консисометра с учетом температуры и давления.
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка.	Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разбурываемых или отсоединяемых хвостовиков.
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектном интервале	Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе.	Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора.
	Смешение цементного раствора с	Учет потерь на смешение, компенсация

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
установки моста	находящейся в контакте с ним жидкостью и низкая точность его продавливания.	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.
Газопроницаемость моста.	Насыщение цементного камня пластовым газом вследствие контракции.	Предварительная установка над местом поступления газа механического пакера или закачка высоковязкой жидкости, введение в тампонажный раствор высоковязкой жидкости.

Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденным Заказчиком Планом консервации, обеспечивающим выполнение проектных решений. Планом 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.

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 0-30 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.

Продление сроков консервации законченной строительством скважины осуществляется в порядке, установленном предприятием – пользователем недр (владельцем).

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 противодобывочной 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 визуального установления 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;
- 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 защищенным обвалованием. По завершении работ на скважине остатки должны быть вывезены;
- компонентный состав буровых и цементных растворов предусмотренных проектом исключает применение токсичных материалов;
- предотвращение сброса отходов бурения, канализационных и загрязненных стоков в водоемы общего пользования и подземные водоносные горизонты или в места вне специальных сооружений;
- осуществление сбора отходов бурения (шлам, отработанный буровой раствор, сточные воды) в специальных емкостях шлама;
- после завершения работ по демонтажу и вывоза бурового и вспомогательного оборудования производство работ по ликвидации инженерной системы сбора, разбивке и удалению бетонных покрытий и фундаментов;

Осуществление перевозок по отведенным дорогам и подъездам к буровой, которые должны быть рекультивированы после завершения 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 250м-33м³ 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.
- инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно ПЛА;
- инструктаж персонала геофизической и подрядных организаций, работающих на территории буровой установки;
- проверка состояния буровой установки, устьевого и ПВО, инструмента и приспособлений для герметизации скважины и ликвидации ГНВП;
- проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ персонала;
- проверка систем противоаварийной, противодонтанной и противопожарной защиты, маршрутов эвакуации персонала;
- проведение учебных тренировок, тревог по графику, утвержденному техническим руководителем организации;
- оценка готовности объекта к вскрытию продуктивного горизонта с составлением акта, соответствия объемов и параметров бурового раствора, средств очистки, дегазации и обработки;
- проверка системы геолого-технического контроля и регистрации параметров режима бурения, показаний концентрации газов в буровом растворе и газоанализаторов.

Результаты выполненных мероприятий записываются в вахтовом журнале с предложениями по устранению выявленных нарушений.

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 газоводопроявления, 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, наверхнуть "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 наверхнуть "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, наверхнуть "аварийную" трубу с шаровым краном.

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

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

После спуска колонны до забоя необходимо промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора в соответствии с проектными значениями. Промывку скважины производить не менее 1 цикла, чтобы убедиться в отсутствии разгазированных пачек бурового раствора, с расчетной производительностью по наименьшей скорости восходящего потока в кольцевом пространстве при бурении под колонну.

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

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, заключаемым с буровым предприятием, в которых оговариваются обязательства обеих сторон по безопасному проведению работ. Геофизические работы проводятся после специальной подготовки БУ и ствола скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственный спуск (или подъем) скважинных приборов. Готовность БУ и скважины подтверждается двусторонним актом. Геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя бурового предприятия. К геофизическим работам может привлекаться рабочий персонал буровой бригады и оборудование, если это необходимо для осуществления технологии исследований.

Геофизические работы должны проводиться с применением оборудования, кабеля и аппаратуры, технические характеристики которых соответствуют геолого-техническим условиям скважины.

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

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

Разрешение на проведение промыслово-геофизических работ дает руководство бурового предприятия по согласованию с 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 устанавливаются на расстоянии не менее 25 метра от устья скважины.

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с требованиями действующих Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов.

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. Приступить 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 ($\pm 10\%$) для применяемой аппаратуры обязательно проведение

замеров этих параметров перед спуском ПВА. Во время перфорации должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

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

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

Перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, охране недр и окружающей среды, составляется акт готовности скважины к перфорации и выдается письменное разрешение руководителя работ.

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

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

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более $0,5-0,6$ г/см³, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт)

- использования пенных систем.

- Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством компрессирования, 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 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 промысловочной 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 м³, а емкость долива должна иметь поплавокый уровнемер с измерительной шкалой.

Первая емкость в циркуляционной системе должна иметь возможность отделяться от остальных, чтобы по поплавковому уровнемеру была возможность контролировать объем вытесняемого из скважины бурового раствора, при спуске бурильного инструмента. При подъеме бурильной колонны из скважины желоб возле устья должен быть перегороден, чтобы весь буровой раствор из доливной емкости попадал в скважину и обеспечивал строгий учет объема доливаемого раствора.

Объем емкости для долива скважины должен на 20-30% превышать объем раствора, вытесняемый бурильным инструментом. Доливная емкость, подсвечник, ПВО оборудование и станция управления ПВО (основной пульт) в обязательном порядке в зимнее время должен иметь паробогрев.

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 м³, 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 $0,5 \cdot V$ пред, но не более 1,5 м³, 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 $0,5 \text{ м}^3$ 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 = 250 литров.

18.3.1. Геофизические исследования и работы

При проведении ГТИ необходимо:

1) своевременно предоставлять партии ГТИ материалы геолого-технологических и геофизических исследований, структурные и геологические построения, каменный (в виде шлама и керна) материал по близлежащему к скважине району, об изменении технологических параметров бурового оборудования и бурильного инструмента (компоновка бурильной колонны, оснастка, забойный двигатель и втулки насоса), об изменении параметров бурового раствора, о сроках и видах ремонтных работ, об отключении электроэнергии и простоях, о длине бурильного инструмента, заходе ведущей трубы, о типе долота, количестве и диаметрах насадок долота, а также иную информацию, для решения поставленных задач;

2) немедленно выходить на связь с оператором при получении вызова по переговорному устройству;

3) выходить на связь с персоналом партии ГТИ во всех случаях выхода технологического процесса за установленные границы с целью совместного выявления ситуации в кратчайшее время;

4) не допускать повреждения датчиков, кабелей и другого оборудования станции ГТИ, смонтированного на буровой установке;

5) по требованию оператора производить манипуляции с буровым оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой;

6) по рекомендации оператора изменять параметры режима бурения, прекращать или продолжать бурение, если в Техническом задании включены работы по оптимальному управлению бурением;

7) расписываться в вахтовом журнале об ознакомлении с рекомендациями оператора станции ГТИ, занесенными в вахтовый журнал, в связи с отказом их выполнения;

8) проводить тестирующие операции для подтверждения факта наличия предаварийной ситуации.

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 газоздушная 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, солодах, такирах, сорах);
- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, на участках перспективного обводнения;

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

- на участках блуждающих токов;

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

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Крановые узлы, отводы, тройники, катодные выводы, задвижки изолируются покрытиями:

- на подземной части и не менее 15 сантиметров над землей - битумными мастиками или полимерными липкими лентами;

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

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 x м;
- давление в буровом манифольде, МПа;
- число ходов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочих и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, °С;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/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 - санитарная 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: газонефтеводопроявления, 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, 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 газонефтепроявлений, 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 бурения, 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 газонефтепроявлениями.

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.

- Отсутствие превенторного оборудования:
Не предусмотрено проектом: _____ 0.00000;
Не установлено перед началом бурения: _____ 0.00000;
- Неисправность превенторного оборудования:
Негерметичность плашек превентора: _____ 0.00150;
Отказ системы управления: _____ 0.00010;
- Разрушение обсадной колонны:
Отсутствие контроля за состоянием ОК: _____ _
0.00080;
Отсутствие контроля за давлением в ОК: _____ _
0.00000;
- Отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах: _____
0.00160;
- Отсутствие или неисправность обратного клапана на обсадных трубах: _____ _
0.00120;

ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ.

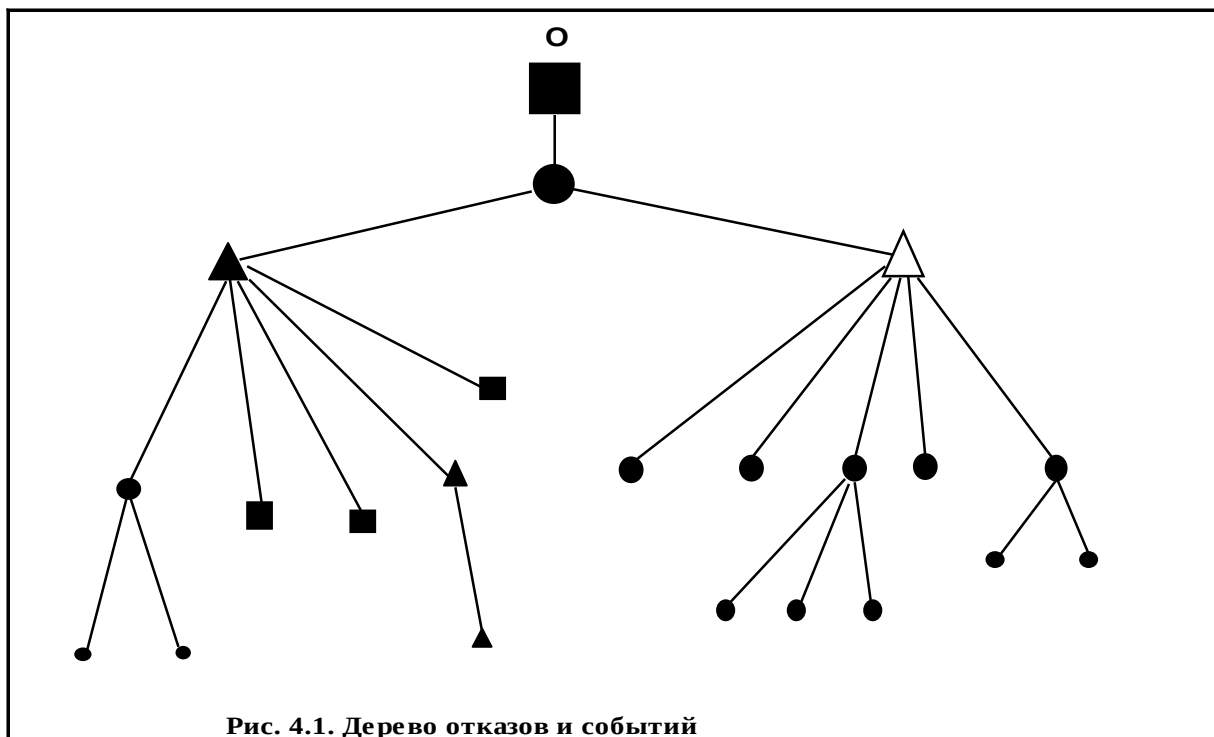
- Поглощение бурового раствора:
Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям: _____ 0.03000;
Завышение плотности раствора: _____ 0.07000;
Несоответствие других параметров раствора: _____ 0.03000;
- Принятие пластового давления без должного обоснования: _____ 0.10000;
- Недостаточная плотность раствора в скважине: _____ 0.12000;
- Недолив скважины:
При подъеме инструмента: _____ 0.08000;
При спуске обсадной колонны: _____ 0.10000;
- Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине: _____ 0.09000;

ДЕЙСТВИЯ БРИГАДЫ.

- Неправильные действия буровой бригады при бурении скважины: _____ 0.00040;

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

- Вероятность отказа оборудования:
0.00559;
Вероятность газопроявлений:
0.47782;
Вероятность возникновения открытого фонтана: 0.00267.



	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0.002670
И	Логическое событие	●	0.002670
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)	▲	0.005590
	Газонефтепроявления	△	0.477820
Φ ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0.000000
Φ ₁₋₁	Не предусмотрено проектом	▲	0.000000
Φ ₁₋₂	Не установлено перед началом бурения	▲	0.000000
Φ ₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0.001600
Φ ₂₋₁	Негерметичность плашек превентора	●	0.001500
Φ ₂₋₂	Неисправность системы управления ПВО	●	0.000100
Φ ₃	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0.001600
Φ ₄	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0.001200
Φ ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0.000800
Φ ₅₋₁	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0.000800
Φ ₅₋₂	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0.000000
Φ ₆	Неправильные действия буровой бригады	■	0.000400
V ₁	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0.120000
V ₂	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0.100000
V ₃	Поглощение бурового раствора	●	0.130000
V ₃₋₁	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0.030000
V ₃₋₂	Завышение плотности бурового раствора	●	0.070000
V ₃₋₃	Несоответствие других параметров раствора	●	0.030000
V ₄	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0.090000
V ₅	Недолив скважины	●	0.180000
V ₅₋₁	При подъеме инструмента	●	0.080000
V ₅₋₂	При спуске обсадной колонны	●	0.100000

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 разведочных 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, 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 буровых операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- Предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промысловой жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- Надежную изоляцию в пробуренных скважинах, 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 $\rho = 1,10-1,12$ г/см³, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважины велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легко диспергирующимися 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 1,10 до 1,12 г/см³
- Условная вязкость 40-50 сек
- Водоотдача 4-6 см³/30 мин
- Корка 0,5-1,0 мм
- рН 8-9
- Песок <2%
- Содержание кислоторастворимой твердой фазы <3-5%

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Превенторная установка представляет собой сборку двухплашечного и одного универсального превенторов. На двухплашечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Конструкция двухплашечного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 350 кгс/см². Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 350 кгс/см². Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 350 кгс/см² 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 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 30м³, 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 газосодержащие сточные воды, вывозятся на полигон.

Полигон является природоохранным сооружением и предназначен для сбора, 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).

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» приказ и.о. МЗ РК от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Для проведения буровых работ в пределах блоков земельный отвод на одну скважину составит 1,75 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 централизованно на базе подрядчика.

При необходимости обработки скважины кислотами предусматривается лабораторный контроль за содержанием в воздухе вредных веществ, периодичность и объем исследований

будет определен с учетом производственных и геологических условий и согласован с местными органами охраны окружающей среды.

Помещения и пространства

Класс 1

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

Зона О (В-1)

Открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих газ, буровой раствор, метановые 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 газ, буровой раствор, метановые 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 газ, буровой раствор, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования. Закрытые помещения насосных для сточных вод.

Зона О (В-1)

Зона 1 (В-1а)

Открытые пространства:

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

Зона 1 (В-1а)

Зона 2 (В-1 г)

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

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:

Кондуктор \varnothing 339,7 мм x 50 м. Кондуктор служит для перекрытия меловых отложений, в которых возможны осыпи и обвалы, поглощения бурового раствора. Цементируется колонна до устья.

Техническая колонна \varnothing 273 мм x 250 м. цементируется до устья. Колонна спускается с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных проявлений. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна \varnothing 177,8 мм спускается на глубину 800 м с целью разведки и эксплуатации, продуктивных пластов. 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 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.

Операции по разведке газа 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»;
- Кодексом РК «О здоровье народа и системе здравоохранения».

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

В соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан, 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, исключая 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 м³ для сбора воды 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;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекателями;
- обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива воды 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. Рекультивация земель

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

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

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

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

Классификация взрывоопасных зон помещений и открытых пространств объектов газового 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.

18.12.6 Противофонтанная и газовая безопасность

Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений.

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. 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 колонны $\varnothing 273$ 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 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 продуктивных горизонтов необходимо проверить возможное поступление воды, газа в скважину из пласта. Для этого следует произвести контрольный подъем инструмента на 200-300м от забоя в башмак колонны или безопасную от прихвата зону, сделать технологическую остановку на 6-8 часов и промыть скважину в течение цикла. После этого спустить инструмент до забоя, промыть скважину по циклу с регистрацией параметров бурового раствора. При отсутствии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора можно произвести подъем инструмента. При наличии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора дальнейшие работы на скважине производятся по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия. При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасной от прихвата. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками, интервалы которых устанавливаются в зависимости от интенсивности разгазирования руководством бурового предприятия и записываются начальником (мастером) буровой в вахтовом журнале. Работы по допуску инструмента проводятся по плану, утвержденному руководством бурового предприятия при непосредственном контроле со стороны ответственного ИТР. До поступления такого плана вахта действует согласно типовому расчету, 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 скважин 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 1м³ 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 $0,5 \text{ м}^3$ 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 дизель генератор) 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 давления за манометрами.

Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на $0,02 \text{ г/см}^3$ 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 «Правил 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 бурение скважин, с целью предупредить или уменьшить опасность промышленных аварий для жизни человека, ущерба имуществу предприятия и окружающей среде, называемого обеспечением промышленной безопасности.

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

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

- трудовой дисциплины в предприятии;
- производственного объекта (буровой);
- обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нестандартных ситуациях;
- проведение организационно-технических мероприятий и др.

При бурении скважин основные причины риска следующие:

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

- газопроявление 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 на бурение скважин учитывает особенности окружающей среды, природного и растительного мира, позволяет более рационально разместить оборудование. Проект ОВОС проходит согласование в Государственных 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 газовых месторождениях. 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 невозможный ущерб окружающей среде;

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

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

Категории отказов (степень риска отказов):

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

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - 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	A	A	A	C
Вероятный отказ МО-2	A	A	B	C
Возможный отказ 10"2-ю-4	A	B	B	C
Редкий отказ ю-4-] O'6	A	B	C	д
Невероятный отказ < 10"6	B	C	с	д

На основе анализа, в таблице 19.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций (в целом по газовой 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 на скважине определяется по формуле:

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

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

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

L - проектная глубина скважины с данной аварией.

Цикл 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 угольных 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 разведочных 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 этапе бурения

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 цементирующим 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 3 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 ПРОЕКТИРОВАНИИ И ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ

Таблица 20.1 - Список литературы

№ 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 состоянию на 17.12.2024 г.)	Приказ МЭ РК от 22.05.2018 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	Приказ МЗ РК от 03.08.2021 г. №

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
	производственного назначения» (с изменениями по состоянию на 15.07.2024 г.)	ҚР ДСМ-72
17	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, 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
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 буровых 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.

Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (± 250 м) на контрактной территории №1057

№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
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-Ө
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	«Оборудование противобросовое. Типовые схемы, основные параметры и общие технические требования к конструкции» ГОСТ 13862-2003	Международный стандарт
40	«Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции» ГОСТ 13846-2003	Международный стандарт
41	«Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия» ГОСТ 632-80	Москва, 1982 г.
42	«Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин» под редакцией Булатова	Москва, Недра, 1981 г.
43	«Справочник инженера по бурению», т. 1 под редакцией В. И. Мищевича.	Москва, Недра, 1976 г.
44	«Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин»	Москва, Недра, 2000 г.
45	«Справочник по гидравлическим расчетам в бурении» Б.И. Мительман	Москва, Недра, 1963 г.
46	«Справочник инженера по бурению», т. II под редакцией В.И. Мищевича.	Москва, Недра, 1978 г.
47	«Спутник буровика» К.В. Иогансен	Москва, Недра, 1986 г.
48	«Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые»	Москва, 2000 г.
49	«Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин»	Москва, НИИТруда, 1987 г.
50	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.
51	«Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин». Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин.	Москва, Недра, 2000г.
52	Спутник буровика. Справочник. Том 1, 2. А.И.Булатов, С.В.Долгов.	Москва, Недра, 2006г.

РАЗДЕЛ II ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

При бурении 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

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–110 км).

Водоснабжение буровых установок водой технического качества предусмотрено из месторождения находящийся на расстоянии 10км.

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 г. Кызылорда.

Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 167 м³, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды.

Хозяйственно-питьевые нужды в период мобилизации и 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 м³.

Водопотребление

Проектное время обустройства участка и бурения скважины глубиной 800 м на участке, составит 280 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 1.1. приведены данные расчета расхода воды:

Таблица 1.1. Расчет расхода воды

№ пп	Наименование работ	Кол- во дней	Кол- во чел.	Норма на 1 чел. л/сут.		Расход воды на скважину, м ³ , для:			
				пить евой	бытов ой	тех. нужд	питьевых нужд	хозбытов ых нужд	Всего
1	Мобилизация (демобилизация), строительно- монтажные	13	30	20	25	-	7,8	9,75	17,55
2	Подготовительные работы к бурению	2	25	20	25	-	1,0	1,25	2,25
3	Бурение и крепление	25	25	20	25	376,68	12,5	15,6	296,7
4	Испытание в эксплуатационной колонне	240	12	20	25	35,0	57,6	72,0	195,6
	Итого:	280				411,68	78,9	98,6	589,18

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

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

На скважине одновременно будут находиться 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 хозяйственные нужды принят, согласно ИТП - для одного человека 25 л/сут и 20 л/сут. (СП РК 4.01-101-2012, приложение В. Нормы расхода воды потребителями).

Норма расхода технической воды при бурении и подготовительных работах принята равной - 43 м³/сут., при испытании - 20 м³/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 м³. Это не приведет к загрязнению подземных вод, поскольку они залегают на глубинах более 50 м от поверхности земли.

Хозяйственно-питьевые нужды

Общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит: **78,9+98,6= 177,5 м³**. В т.ч. воды питьевого качества: **98,6 м³**.

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 800 м составит: **589,18 м³**.

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды

На территории буровой площадки вахтового лагеря 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 **177,5 м³/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 «Канализация. 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 органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН 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 800 м равен **132,9 м³**.

Согласно технической части проекта объем отработанного бурового раствора, складываемого 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: $132,9 \text{ м}^3 \times 0,2 = \mathbf{26,58 \text{ м}^3}$. Масса отработанного бурового раствора от одной скважины глубиной 800 м составит: $26,58 \times 1,15 = 30,56 \text{ т/период}$.

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.

Расчетный объем буровых сточных вод на одну скважину составит:

$$V_{\text{БСВ}} = 2 \times 132,9 = \mathbf{265,8 \text{ м}^3}.$$

Количество отработанных буровых сточных вод

Количество отработанных буровых сточных вод определяется по формуле:

$$Q = V_{\text{БСВ}} * \rho_{\text{БСВ}}$$

$V_{\text{БСВ}}$ – объем буровых сточных вод, м³;

$\rho_{\text{БСВ}}$ – удельный вес буровых сточных вод, 1,05 т/ м³;

$$Q = 265,8 \times 1,05 = 279,0 \text{ т/период.}$$

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 1.2 Объемы водоотведения (бурение скважин 800 м)

Наименование	Объем стоков, м ³ /период	Место отведения
Хозяйственно-бытовая канализация	177,5	Специально оборудованный гидроизолированный септик с вывозом на существующие очистные сооружения
Производственная канализация:		
Буровые сточные воды	265,8	
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	508,3	

Примечание: Используется техническая вода*. Объем сточных вод, вывозимых на специально оборудованные очистные сооружения, составит:

- хозяйственно-бытовых - $V = 177,5 \text{ м}^3$;

- производственных - $V = 508,3 \text{ м}^3$.

1.1 Суммарный объем отходов после ГРП.

Объем подготовки жидкость ГРП и массу проппанта определяется:

на 1 п.м продуктивного пласта используется 1,38 тонн проппанта и 7,77 м³ жидкости ГРП

$$M_{\text{проппанта}} = H \times m_{1\text{п.м.}} = 8,5 \times 1,76 = 15 \text{ тн}$$

$$V_{\text{жид.ГРП}} = H \times V_{1\text{п.м.}} = 8,5 \times 7,05 = 60,0 \text{ м}^3$$

где H - мощность пласта; $V_{1\text{п.м.}}$ - объем жидкости ГРП на 1п.м., согласно дизайну ГРП – 7,05 м³, M - масса проппанта ($m_{1\text{п.м.}}$ – 1,76 тн.).

Расчет объема отходов гидроразрыва пласта:

$$V_{\text{отходов ГРП}} = (V_{\text{мини ГРП}} + V_{\text{осн. ГРП}}) = 15,0 + 45,0 = 60,0 \text{ м}^3$$

1.2 Суммарный объем отходов после СКО.

Объем подготовки кислотной смеси определяется по формуле:

на 1 п.м продуктивного пласта используется кислота в объеме от 1 м³ (по результатам лабораторных тестов)

$$V_{\text{об.кисл.}} = H \times V_{1\text{п.м.}} = 8,5 \times 1 = 8,5 \text{ м}^3$$

где H - мощность пласта; $V_{1\text{п.м.}}$ - объем кислоты на 1п.м.)

Расчет объема отходов соляно-кислотной обработки:

$$V_{\text{отходов СКО}} = (V_{\text{об.кисл.}} \times 10,0) = 1 \times 10,0 = 10,0$$

2. СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 - Электроснабжение

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
Таблица информации не несёт, так как источником энергии являются двигатели внутреннего сгорания:							
1. Дизельный двигатель CAT 3406, N - 343 кВт (2 шт.) (силовой двигатель)							
2. Дизельный двигатель PZ12V190B, N - 375 кВт, (2 шт.) (насос)							
3. Дизельный двигатель дизельный генератор TAD 1242 GE N - 398 кВт, (1 шт.) (освещение)							
4. Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъёмник А-80), N=158 кВт - 1 комплект.							
5. Дизель - генератор (мощностью 100 кВт) при освещении (1шт)							
6. Дизельный двигатель Detroit, N = 1800 л.с. (1 342 кВт) – 2кт. – насосная установка при ГРП;							
7. Дизельный двигатель Detroit, N = 500 л.с. – 1кт. – Бендер при ГРП							
8. Дизельный двигатель CAT, N = 850 л.с. – 1кт. – насосная установка при СКО							

Линии электропередач: Распределение электроэнергии осуществляется по кабельным линиям

Таблица 2.2 - Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
всего	в том числе			наименование	расстояние до буровой, км
	топлива	масла			
1	2	3	4	5	6
Для бурения и крепление					
96,4	94,8 ГОСТ 305-82 Дизельное топливо	1,6 Моторное масло	-	г.Кызылорда	110
Для испытаний и ГРП					
235,7	229,2 ГОСТ 305-82 Дизельное топливо	6,5 Моторное масло	-	г.Кызылорда	110

ПРИЛОЖЕНИЯ

**Приложение 1. Геолого-техническое задание на составление «Группового
технического проекта на бурение разведочно-эксплуатационных скважин,
проектной глубиной 800 м (±250м) на контрактной территории №1057»**



APPROVED / УТВЕРЖДАЮ:
Председатель правления/
Chairman of the board

Чжан Бинь / Zhang Bin

Заместитель Председателя Правления /
Deputy Chairman of the Board

Абдукаримов Н. / Abdugarimov N.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

На составление Группового технического
проекта на строительство разведочно-
эксплуатационных скважин, проектной
глубиной 800м(±250м) на контрактной
территории №1057.
(Кызылординская обл. Республика
Казахстан).

Цель бурения – добыча нефти и газа
Проектная глубина – 800м(±250м)
Проектный горизонт –PZ

**GEOLOGICAL AND ENGINEERING
ASSIGNMENT**

For making-up of group project for construction
of producing-exploratory wells with project
depths of 800m (±250) m
in **contract territory 1057** (Kyzylordinskaya
Oblast, Republic of Kazakhstan)

Objective of Drilling -**Oil and Gas Production**
Project depth – 800м(±250м)
Project horizon – PZ

STRATIGRAPHY / СТРАТИГРАФИЯ

DEPTH, m ГЛУБИНА, м	AGE ВОЗРАСТ ОТЛОЖЕНИЯ	Примечание
0-50	Paleocene	Осыпи, обвалы
	Палеоген	
50-200	Upper Cretaceous, Senonian-Turonian	Водопроявление
	Верхний мел, Турон-Сенон	
200-450	Lower/Upper Cretaceous, Alb-Cenomanian	
	Нижний-верхний мел, Альб-Сеноман	
450-600	Lower Cretaceous, Apt-Alb	нефтегазо-проявление
	Нижний мел, Апт-Альб	
600-700	Lower Cretaceous, Upper Neocomian	Возможно нефтегазо-проявление
	Нижний мел, верхний неоком	
700-800	Basement (PZ)	
	Породы фундамента (PZ)	

LITHO-STRATIGRAPHIC SECTION / ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ

Group Группа	System Система	Stratum/Ярус Suite/Свита Horizon/Горизон Т	Depth, m Глубина, м		Thickness/Толщина	Brief lithologic description (content in %) Краткое литологическое описание (содержание в %)	Comments Примечания
			From С	To По			
KZ	Q, N, P		0	50	50	Lime-bentonite clay (90%), sand (10%)/Глины, в основном известково- бentonитовые (90%), песок (10%)	Осыпи, обвалы
MZ	Меловая CRETACEOUS	K _{2t} -sn	50	200	150	Sand (60%), clay (40%) Пески (60%), глины (40%)	Водопроявление
		K ₁₋₂ a ₃ -c	200	450	250	Clay interbedded with sandstone (60%), sand (40%) Глины с прослоями песчаника (60%), пески (40%)	
		K _{1a} -a ₂	450	600	150	Sand, gravel (90%), sandstone interbedded with clay (10%) Пески, гравий (90), редко песчаника с прослоями глин (10)	нефтегазо- проявление
		K _{1nc2}	600	700	100	Clay (70%), sand (30%) Глины (60%), пески (40%)	Возможно нефтегазо- проявление
PZ			700	800	100	Gneiss, Limestones, etc. Гнейсы, известняки и др.	

BRIEF LITHOLOGICAL CHARACTERISTIC OF PRODUCTIVE HORIZONS
КРАТКАЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

AGE ВОЗРАСТ	HORIZON ГОРИЗОНТ	SEAL ПОКРЫШКА	RESERVOIR КОЛЛЕКТОР	Пластовое давление
K _{1a} -a ₂	A-1	Clay, argillite Глины, аргиллиты	Sandstone, siltstone Песчаники, алевролиты	на глубине 800 м – 86.3 атм
K _{1nc2}		Clay, argillite Глины, аргиллиты	Sandstone, siltstone Песчаники, алевролиты	

WELL DESIGN/КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Name Наименование	Bit diameter, mm Диаметр долота мм	Casing diameter, mm Диаметр колонны мм	Vertical area, RIN depth, m Вертикальный участок глубина спуска м	Cement top,m ВПЦ от устья скважины м	Cement type Тип цемента
Conductor/ Шахтовое направление	-	711	10	Up to the wellhead	API class "G"
Surface casing Кондуктор	444,5	339,7	50	Up to the wellhead	
Intermediate casing Техническая колонна	311,1	273	250 (+/-250m)	Up to the wellhead	
Production casing Экс. колонна	244,5	177,8	800 (+/-250m)	Up to the wellhead.	

На кондукторе и промежуточной колонне установить ПВО / Nipple up BOP in the surface and intermediate casing

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ /FIELD GEOPHYSICAL SURVEYS

<p>ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ</p> <ul style="list-style-type: none"> • В интервале 250-800(+/-250м) м: GR-spectra; SP; CAL; HDIL; CNC; ZDEN; DT; PE (компания CNLC), масштаб 1:200 • CBL, VDL в маш. 1:500 в интервалах 0-250м. • Газовый каротаж от 0 до 800(+/-250м) м. 	<p>FIELD GEOPHYSICAL SURVEYS</p> <ul style="list-style-type: none"> • At 250-800(+/-250m) m: GR-spectra; SP; CAL; HDIL; CNC; ZDEN; DT; PE (logging company CNLC) • CBL, VDL from 0 to 0-250m at 1:500 scales. • Mud Log from 0 to 800(+/-250m) m.
<p>Отбор керна</p> <p>На буровой предусмотреть оборудование для отбора керна 2х 9(18) м. Интервалы отбора керна, будут уточнены в процессе бурения полевым геологом на буровой.</p>	<p>Coring</p> <p>Equipment for coring should be installed to recover 2x 9(18) m of core. Coring intervals to be picked up by wellsite geologist/mudlogging crew</p>

Well testing / Опробование и испытание скважины

В открытом стволе предусматривается испытание объектов в случае выявления прямых и косвенных признаков нефтегазоносности по керну или ГИС	Testing of formation are provided in open hole in case of identification of oil-and-gas content direct and indirect signs according to coring results or well survey data.
Вскрытие продуктивных объектов в колонне, предусматривается корпусными перфораторами диаметром 114мм с плотностью зарядов 16-18 отверстий на 1 п.м. с привязкой по ГК с проверкой и записью ЛМ.	Opening-up of productive horizons is to be done with hollow carrier perforator with diameter 114mm with density 16-18 shots per meter with calibration as per GR, with control, and record CCL.

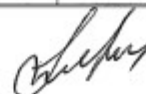
Количество скважин:

Number of wells:

2025г. – 1 скважина Жанбыршы – 44	2025 – 1 well Zhanbyrshy – 44
2026г. – 1 скважина Жанбыршы – УН1	2026 – 1 well Zhanbyrshy – UN1
2027г. – 2 скважины Жанбыршы – УН2, УН3	2027 – 2 wells Zhanbyrshy – UN2, UN3
2028г. – 2 скважины Жанбыршы – УН4, УН5	2028 – 2 wells Zhanbyrshy – UN4, UN5
2029г. – 2 скважины Жанбыршы – УН6, УН7	2029 – 2 wells Zhanbyrshy – UN6, UN7
Примечание: УН1, УН2 и далее – условные номера скважин, будут уточняться.	Note: UN1, UN2 and further – reference numbers of wells, will be confirmed.

CIRCULATING FLUID PARAMETERS / ПАРАМЕТРЫ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА

PARAMETERS ПАРАМЕТРЫ	DRILLING HOLE FOR SURF.CSG & INTERMEDIATE CSG. БУРЕНИЕ ПОД КОНДУКТОР И ПРОМЕЖУТОЧНУЮ КОЛОННУ	DRILLING HOLE PRODUCTION CSG. БУРЕНИЕ ПОД ЭСКИП. КОЛОННУ
Specific gravity, g/cm ³ Удельный вес, г/см ³	1,08-1,10	1,10-1,12
-Viscosity, sec Вязкость, сек	40-50	40-50
Water loss, cm ³ /30min Водоотдача, 10см ³ /30 мин	10-12	4-6
CHC	20/50	15/40
Sand Песок	Not more than 2% Не более 2 %	Not more than 0,5% Не более 0,5 %
Mud cake, mm Корка, мм	0,5-1,0mm	0,5-1,0
PH	8-9	8-9



II. Техническая часть

1. Конструкция скважины.

Выбор и обоснование конструкции скважины должны производиться из расчета эксплуатационной колонны на 178мм с учетом градиента нормального пластового давления и градиента давления гидроразрыва пласта. Указать размеры и глубины спуска кондуктора, промежуточной и эксплуатационной колонны. Произвести расчет геологического разреза месторождения и предупреждения гидроразрыва пород при ликвидации возможных нефтегазопроявлений.

▲ Для бурения предусматривается буровая установка типа JZ-30 и другие зарубежные буровые установки.

▲ Долото: 3-х шарошечная.

▲ Колонная головка: КГ 273 x 177,8мм

▲ ПВО: FH 35-35 13-5/8"x5000 PSI мин
2FZ 35-35 13-5/8"x5000 PSI мин

▲ Для технической колонны указать трубы 273мм по стандарту API, марка стали K-55, 53,37 кг/м API.

▲ Для эксплуатационной колонны: указать трубы 177,8мм по стандарту API, марка стали N-80, 33,6 кг/м резьба LT&C API.

2. Геолого-технический наряд

Геолого-технический наряд (ГТН) должен быть составлен с учетом горно-геологических условий и технических параметров строительства, расчетными данными технологии вертикального бурения скважин. ГТН проекта должен отражать все геолого-технические параметры с исключением возможных нефтегазоводопроявлений и других осложнений в процессе бурения скважин.

3. Буровые растворы

Рекомендуемые проектом тип и свойства буровых растворов должны обеспечить безаварийное и безопасное условия и качественное вскрытие продуктивных горизонтов

Оборудование для очистки бурового раствора должно включать вибросита для тонкой очистки, гидроциклонные установки, откалиброванные для удаления песка и алевритов. Центробежные установки для удаления алевритов должны быть оборудованы ситами с центробежным нижним сходом для высвобождения жидкой фазы бурового

II. Technical Part

1. Well construction.

Grounds and selection of well design were given considering production casing of 178 mm with graph construction of concurrent pressure and taking into account pressure gradient of formation hydro-fracture. To specify the number and depth of running-in the conductor of intermediate and production casing. Make calculations of geological section of the field and prevention of rocks' hydro-fracture while abandonment operations of possible oil and gas shows are to be given too.

▲ For drilling the following rigs are provided: ZJ-30 and other foreign rigs

▲ Bit: 3-rolled.

▲ Casing head: KG 273 x 177,8mm

▲ BOP : FH 35-35 13-5/8"x5000PSI min
2FZ 35-35 13-5/8"x5000 PSI min

▲ To specify Intermediate casing 273mm as per API standard, steel grade K-55. 53,37 kg/m API.

▲ To specify Production casing 177,8mm as per API standard, steel grade N-80, 33.6 kg/m thread LT&C API.

2. Geological-and-Technical Work Order

Geological-and-technical work order is to be prepared considering mining and geological conditions, and technical parameters of the construction and technological estimations for vertical drilling. Geological-and-Technical work order of the Project has to reflect all geological-and-technical parameters with the exception of possible oil and gas shows and other complications during drilling.

3. Drilling mud

Type and quality of drilling fluid recommended in the Project has to provide no-failure and safety operation and qualitative penetration of producing horizons.

Equipment for mud cleaning is to contain shale-shakers, hydrocyclone unit calibrated for sand and siltstone removing. Submersible units for siltstone removing are to be equipped with sieves with submersible bottom outlet for releasing of mud liquid phase.

раствора.

Буровые растворы.

Ствол скважины под техническую колонну забуривается на буровом растворе на основе бентонита вязкостью 40-50 сек/литр с добавлением химреагентов понижающих статическую водоотдачу на 10-12мл/30мин.

Эксплуатационная секция скважины бурится с использованием полимерного раствора вязкостью 40-50 сек/литр с добавкой понизителя уровня pH до 8-9, и при водоотдаче ниже 4-6 мл/30мин. Плотность бурового раствора не выше 1.12 г/см³.

4. Углубление скважины

В разделе проект должен предусмотреть обоснование и выбор породоразрушающего инструмента, способы и режимы бурения бурильных колонн поинтервальном порядке, согласно конструкциям с определением запаса прочности в верхнем и нижнем сечениях при совместном действии растягивающих и крутящих нагрузок, исключая внутреннюю изгиб колонны. Расчеты должны быть сопровождаемы исходными данными для расчета, расчетными формулами и итоговыми таблицами. В проекте подробно описать о применяемом типоразмере породоразрушающего инструмента (долото), УБТ, бурильные трубы и способ бурения согласно конструкции скважины. Произвести расчеты утяжеленных бурильных труб (УБТ), бурильных колонн, согласно действующей «Инструкций по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин», с построением эпюры избыточных давлений для промежуточной и эксплуатационной колонны 178мм. Расчеты необходимо производит согласно ЕТП и инструкции по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при бурении. Автор К. Куксов и другие.

Также разделе предусмотреть компоновки бурильных колонн (КНБК), осевую нагрузку на долото и частота вращения долота, производительности и режим бурения насосов, гидравлический расчет промывки скважин, распределение потерь давления в циркуляционной системе буровой, потребное количество КНБК (элементов), суммарное количество и масса элементов КНБК, рекомендуемые бурильные трубы, характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения, конструкция бурильных колонн, оснастка талевой системы, гидравлические показатели промывки и др.

Drilling mud.

Borehole for intermediate casing is to be drilled with mud on basis of bentonite, viscosity 40-50 sec/l with adding of chemicals decreasing static fluid loss to 10-12ml/30min.

Production section is drilled using polymer mud of viscosity 40-50 sec/l with adding of pH reducer to 8-9, and with fluid loss less than 4-6 ml/30min. Density of the mud is to be not more than 1.12 g/cm³.

4. Sub drilling

In this section of the Project one should provide grounds and choice of rock cutting tool methods and regimes of casing drilling at each interval. This should be done according to the well design with definition of margin of safety and lower section while operating joint action of tensile and torque load that eliminates inner casing bend. The estimations should include initial data for the eliminations, formula and final tables. Information on type and size of the rock-cutting tool (bit), bottom drill collars, drill pipes and drilling mode based on the well design should be described in detail in the Project. Calculation of bottom drill collars, drill strings is to be done based on "Regulations on Calculation of Drill Strings for Oil and Gas Wells", and based on the distribution diagrams of overpressure from intermediate and production casings, 178mm.

Besides, issues on bottom hole assemblies (BHA), bit axial load and bit speed, pump operation, hydraulic calculation of flushing, pressure losses distribution in rig circulating system, required number of BHA (elements), net quantity and mass of elements of BHA, recommended drill pipes, characteristics and mass of drill pipes, drill collars on drilling intervals, design of drilling casings, tackle system equipping, hydraulic indications of flushing and other indices that lead to accident-free operation, is to be included into the Project.

показатели при бурении скважин, позволяющие безаварийные производства буровых работ.

5. Крепление скважин

Крепление скважины обсадными колоннами должна производиться в соответствии с «Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин» и с «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность». Расчет обсадных колонн должны произвести согласно «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин».

Обсадная колонна и ее оснастка должна быть устойчива к высоким температурным режимам (температура закачиваемого пара согласно проекту разработки составляет 270°C, при сухости пара 70-88%)

Проект должен содержать рекомендации по оборудованию для смешивания и закачки цементного раствора, а также показатели и давление закачки, центрирование обсадной колонны, обеспечивающие хорошую изоляцию продуктивного пласта и сцепление цемента с обсадной колонной и породой.

6. Строительно-монтажные работы для бурения, предусмотренные проектом, должны включать перечень необходимых работ с указанием их характеристик.

Техническая характеристика выбранной буровой установки и бурового оборудования должны соответствовать требованиям «Единых технических правил при строительстве нефтяных и газовых скважин».

7. Проектом предусмотреть «Расчет потребности технической и питьевой воды».

8. В проекте должны быть освещены вопросы охраны труда и техники безопасности, промышленная санитария и гигиены труда, противопожарные мероприятия, направленные на обеспечение безопасности ведения буровых работ. В проекте предусмотреть «Нормативы оснащения буровых установок средствами, повышающими безопасность труда при строительстве разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ»

9. Раздел охраны окружающей среды должен включать «Оценку воздействия на окружающую среду» и мероприятия по очистке и утилизации производственных отходов и захоронению отработанного раствора и шлама.

10. В проекте должны быть освещены вопросы по «Прогнозу возможных аварийных» ситуации и мероприятия по их предотвращению и ликвидации, и инструкции действия персонала».

5. Well cementing

Casing cementing is to be done in accordance with "Manual on Oil & Gas Cementing" and "manual on Leakage Test". Casing calculation should be done as per «Instruction for casing calculation for oil and gas wells».

The casing and its casing accessories must be resistant to high temperature conditions (the temperature of injected steam according to the development project is 270°C, with steam dryness of 70-88%).

The Project should contain recommendation for equipment for mixing and pumping of cement slurry, and also indication of pumping pressure, casing centering, that provide good isolation of pay zone and bonding of cement with casing and formation.

6. Building and assembly works performed for drilling operations described in the Project should include all listing of necessary works and encodes, and characteristics should be added and comply with quotation rate.

Technical characteristics of the chosen rig and drilling equipment are to be adequate to requirements of "Uniform Technical Regulations for the Construction of Oil and gas Wells".

7. "Calculation of Potable and Technical Water Necessities" should be given in the Project.

8. Issues on labor protection and safety precautions, industrial sanitation and occupational hygiene, fire prevention, corrosion prevention of well casing directed for the safety drilling operation should be put into the Project. "Standards of Equipping Drilling Rigs by Means that Increase Labor Precaution in construction of wildcats and production wells for oil and gas" is to be provided for the Project.

9. Environmental section should include "Estimate of influence on environment" and measures for cleaning and utilization of industrial wastes and burial of spent drilling mud and detritus.

10. The following issues on "Possible Emergency Prognosis" and Prevention Activities, Breakdown Elimination and Personnel Directions" are to be illustrated in the Project.



Director of Production
Department
Директор Департамента
по производству


Liu Jiangbo
Лю Цзянбо

Director of G&D Dep.
Директор Департамента ГИР


Ibragim Mamyt
Ибрагим Мамыт

Приложение 2. 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)

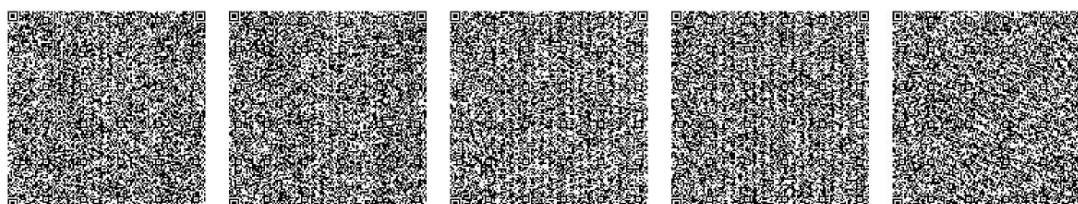
Руководитель (уполномоченное лицо) **БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 20.05.2008

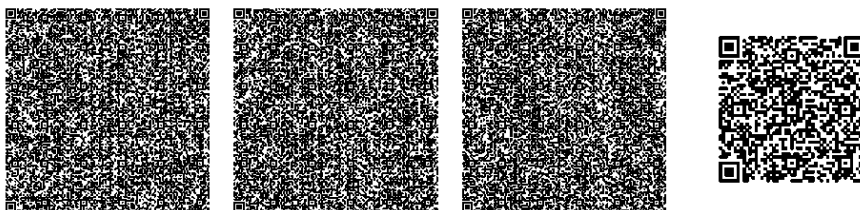
Срок действия лицензии

Место выдачи г.Астана



**Приложение 2. 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 қатас тасығыштағы құжатпен
мынағы бірдей. Даныш 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. Лицензия на природоохранное проектирование (1 из 2)

1 - 1



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

01330P

Выдана	<u>Товарищество с ограниченной ответственностью "КазНефтеПроект"</u> 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	<u>Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды</u> (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)
Вид лицензии	<u>генеральная</u>
Особые условия действия лицензии	(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)
Лицензиар	<u>Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.</u> (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)
Место выдачи	<u>г.Астана</u>

**Приложение 3. 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

Приложение 4. Технический паспорт проекта

**ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»
ТОО «КАЗНЕФТЕПРОЕКТ»**

**ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ
ПРОЕКТА**

на бурение скважин
на (структуре) месторождении – **Контактная территория №1057**
Цель бурения и назначения скважины (скважин) - Разведочно-эксплуатационная

Вид скважины – **Вертикальная**

Листов 2

Главный инженер проекта



Аймагамбетов С.Р

Атырау, 2025 г.

Сравнительные технико-экономические показатели

Таблица 1

№	Наименование показателя	Единица измерения	Значения показателя		примечание
			проектного	фактического	
1	2	3	4	5	6
1	Глубина скважины	м			
	- по вертикали		800(±250м)		
	- по стволу		800(±250м)		
2	Стоимость бурения скважины - всего в том числе по этапам: - строительные и монтажные работы, демонтаж и прочие затраты - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - освоение	тысяч. тенге			
3	стоимость 1м бурения в т. ч. при бурении под : - кондуктор Ø 339,7мм - техническая Ø 273мм - эксплуатационная Ø 177,8мм	тысяч. тенге			
4	Продолжительность бурения скважины всего: -строительство и монтаж, демонтаж -подготовительные работы к бурению -бурение и крепление -испытание всего	сут.	280 13 2 25 240		
5	Глубина спуска обсадных колонн: - кондуктор Ø 339,7мм - техническая Ø 273мм - эксплуатационная Ø 177,8мм	м м м	50 250 800		
6	Затраты времени на работы по проходке: - кондуктор Ø 339,7мм - техническая Ø 273мм - эксплуатационная Ø 177,8мм	сут.	1,0 4,1 12,0		
7	Затраты времени на крепление - кондуктор Ø 339,7мм - техническая Ø 273мм - эксплуатационная Ø 177,8мм	сут.	1,2 3,0 3,7		
8	Расход долот по всем типом размерам				
	III 444,5 мм код по IADC 111	шт	1		
	III 311,15 мм код по IADC 117, 543	шт	1		
	III 244,5 мм код по IADC 177, 537	шт	3		
	215,9 /101,6	шт	1		
9	Затраты времени на испытание (освоение) скважины в эксплуатационной колонне по объектам	сут.	240		
10	Затраты времени на испытание (опробование) пластов в процессе бурения	сут.	-		
11	Материалы для бурового раствора	т			
	Каустическая сода	т	0,311		
	Кальц сода	т	0,311		
	MIL- PAC R	т	0,424		
	MIL- PAC LV	т	0,636		
	New Drill Plus	т	0,424		
	UNI- CAL CF	т	1,06		
	KCL	т	9,82		
	CaCO ₃	т	18,027		
	Mil-Lube	т	0,636		
	WO Defoam	т	0,0636		
	Техническая вода	т	249,744		
	Бентонит	т	3,37		

Приложение 5. Обоснование выбора типа буровой установки

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТИПА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Цель бурения и назначения скважин: Разведочно-эксплуатационная

Вид скважин:

Вертикальная

Проектная глубина скважин:

800м

Максимальная масса бурильной колонны в воздухе: 41,2т

Максимальная масса обсадной колонны в воздухе:

26,8т

Согласно технической характеристике принимается Буровая установка грузоподъемности не менее 173,5тн.

Максимально допускаемая нагрузка на крюке установки - 173,5тн.

При этом необходимо соблюдение условий:

1. $Q_{\text{мах бур. INSTR}} \leq 0,6 Q_{\text{доп. мах на крюке}}$

$$41,2 \leq 0,6 * 173,5\text{тн}$$

$$41,2 \leq 104,1\text{тн}$$

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

$$26,8 \leq 0,6 * 173,5\text{тн}$$

$$26,8 \leq 104,1\text{тн}$$

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

Приложение 6. Расчет отхода бурения

Расчет объемов отходов бурение производилось согласно методике
№129-п 03.05.2012г

1. Объем выбуренной породы при бурении скважин

$$V_{\pi} = \pi * K_k * R^2 * L$$

2. Объем бурового шлама

$$V_{ш} = K_p * V_{\pi}$$

3. Объем отработанного бурового раствора

$$V_{обр} = 1,2 * V_{\pi} * K + 0,5 * V_{ц}$$

Где:

K - Коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шлагом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

V_ц - объем циркуляционной системы БУ;

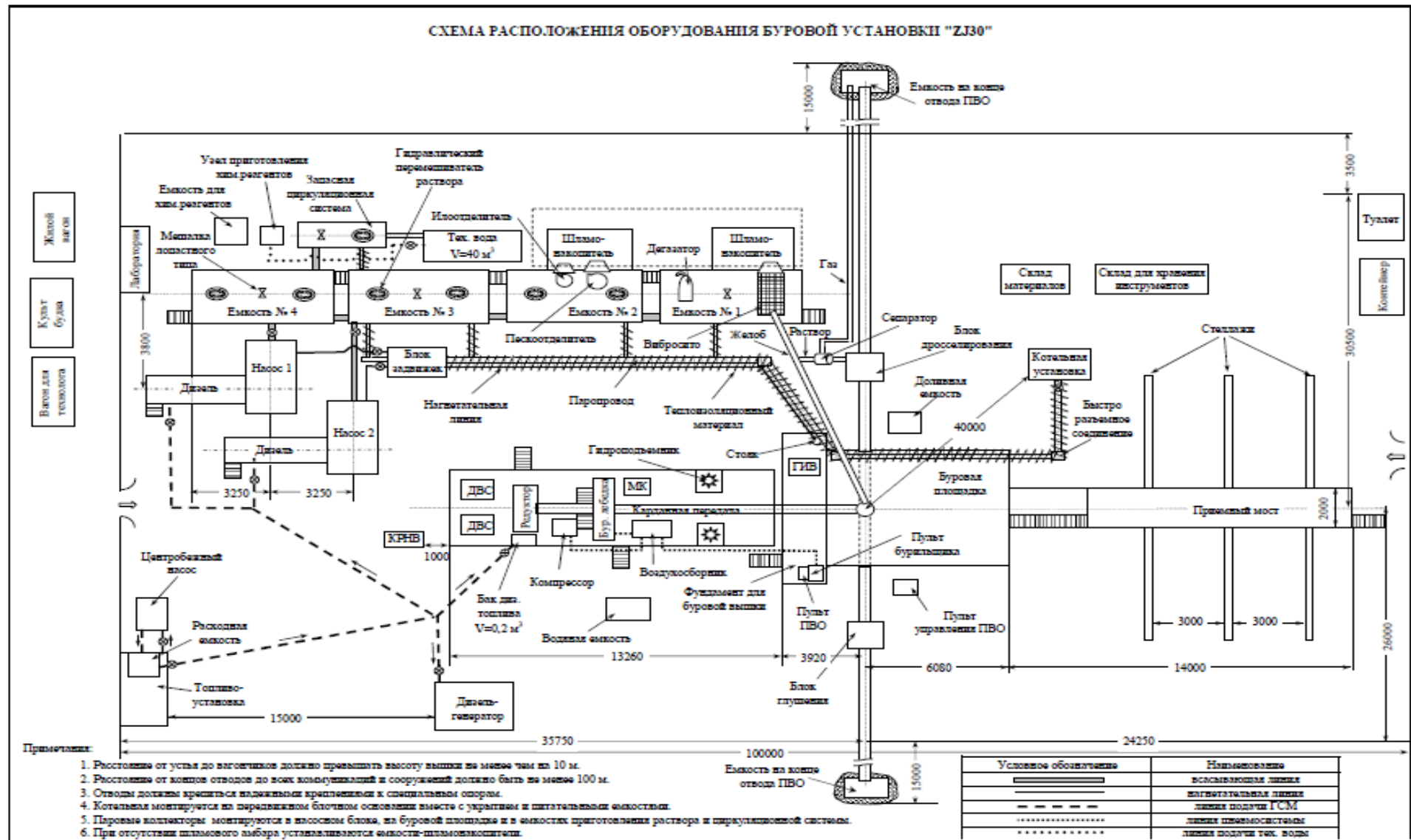
при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25.

4. Объем буровых сточных вод

$$V_{БСВ} = 2 * V_{ОБР}$$

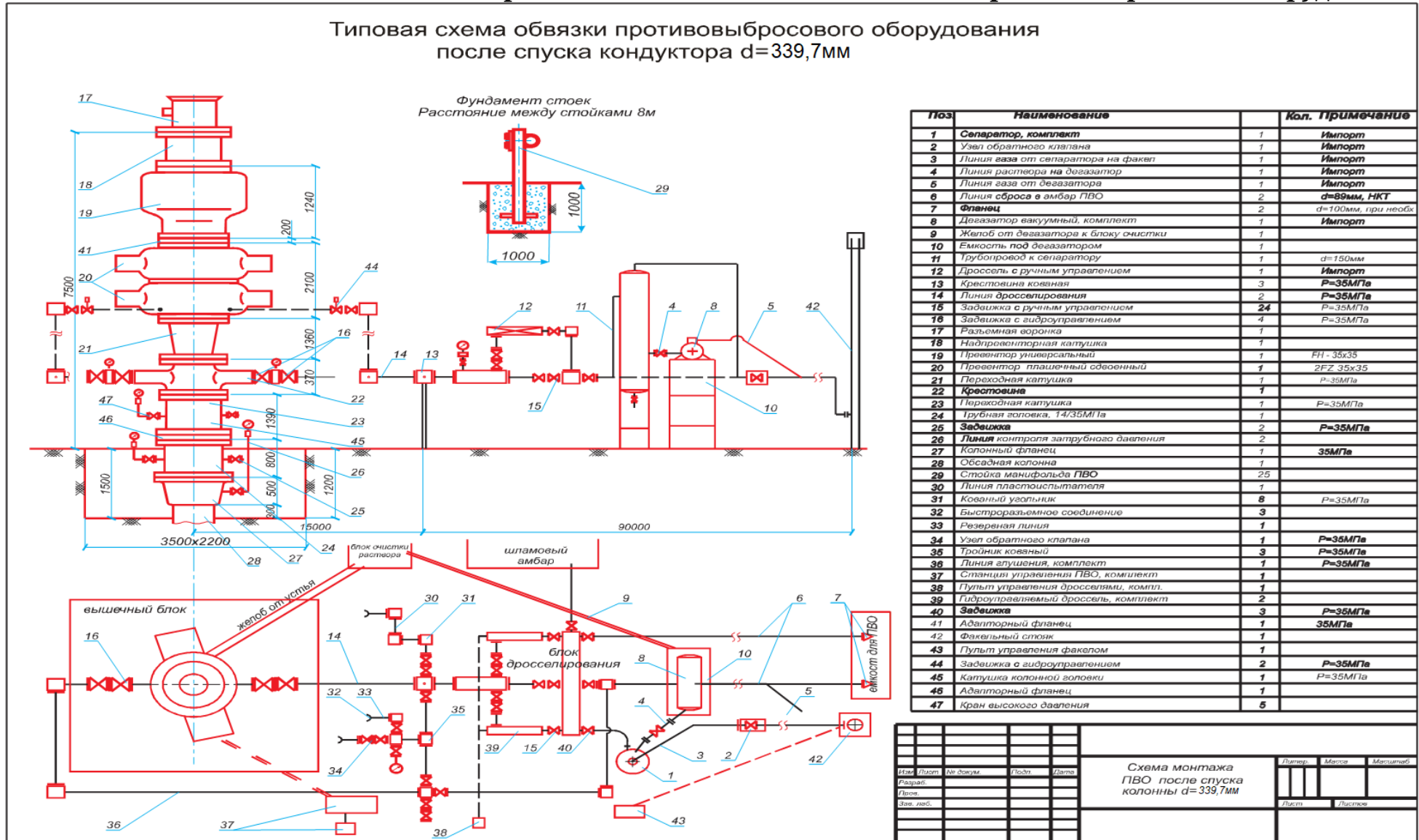
№ п/ п	Наименование	Ед. изм	Интервалы бурения, м					
			0	50	50	250	250	800
1	2	3	4	5	6			
1	Диаметр скважины, D	м	0,4445		0,3111		0,2445	
	Радиус скважины, R ²	м	0,0494		0,0242		0,0149	
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	50		200		550	
3	Коэффициент кавернозности, K _к		1,15		1,15		1,15	
4	Объем интервала скважины	м ³	8,92		17,47		29,59	
5	Коэффициент разуплотнения породы, K _р				1,2			
10	Объем циркуляционной системы БУ, V _ц	м ³			150			
11	Итого объем всей скважины, V _π	м ³			55,98			
	Объем бурового шлама, V _ш	м ³			67,17			
	Объем отработанного бурового раствора, V _{обр}	м ³			145,67			
	Объем буровых сточных вод, V _{БСВ}	м ³			291,34			
	Суммарный объем отходов бурения	м ³			504,18			

Приложение 7. Схема расположения буровой установки ZJ-30



Приложение 8. Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования

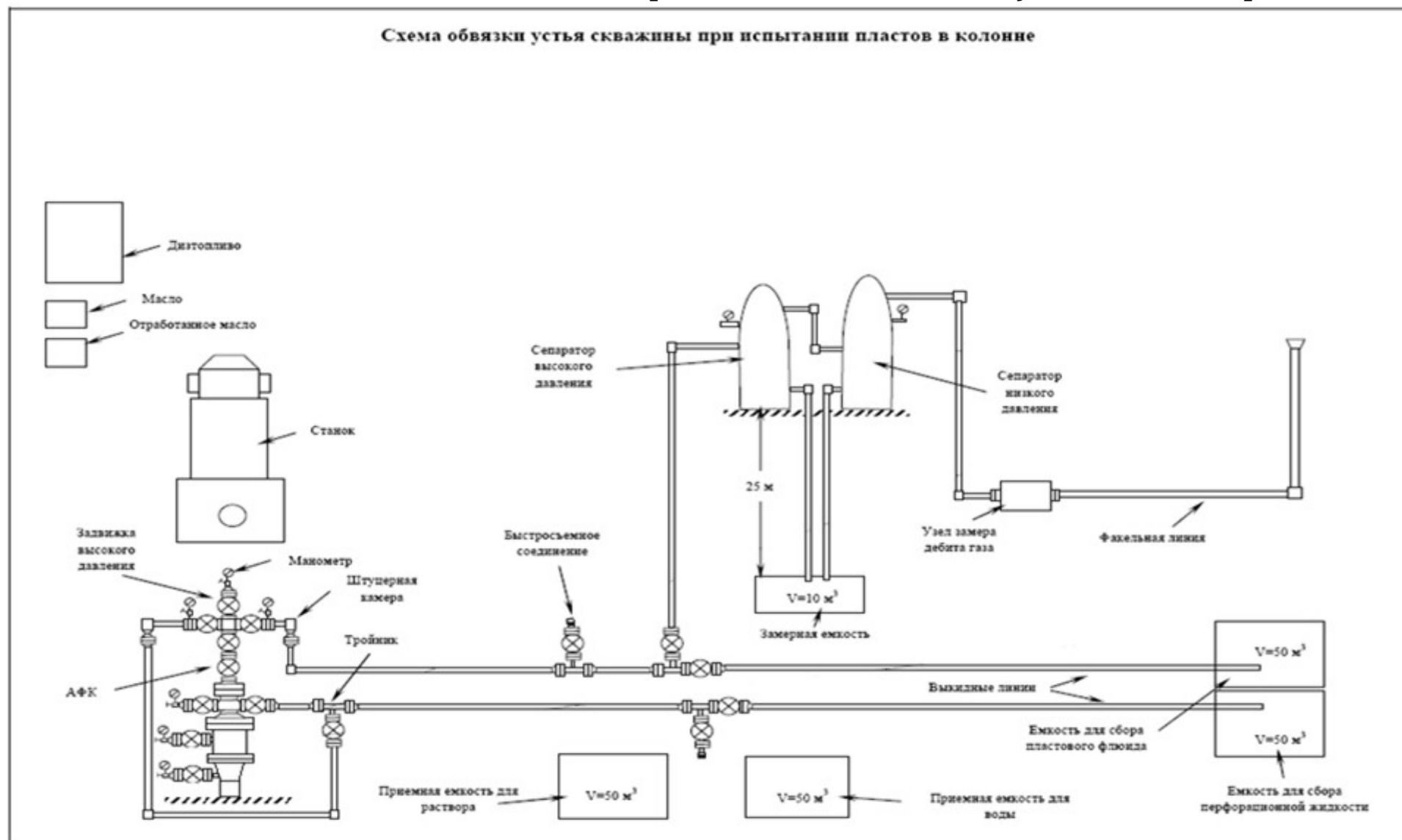
Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования
 после спуска кондуктора d=339,7мм



Поз	Наименование	Кол.	Примечание
1	Сепаратор, комплект	1	Импорт
2	Узел обратного клапана	1	Импорт
3	Линия газа от сепаратора на факел	1	Импорт
4	Линия раствора на дегазатор	1	Импорт
5	Линия газа от дегазатора	1	Импорт
6	Линия сброса в амбар ПВО	2	d=89мм, НКТ
7	Фланец	2	d=100мм, при необ.
8	Дегазатор вакуумный, комплект	1	Импорт
9	Желоб от дегазатора к блоку очистки	1	
10	Емкость под дегазатором	1	
11	Трубопровод к сепаратору	1	d=150мм
12	Дроссель с ручным управлением	1	Импорт
13	Крестовина кованая	3	P=35МПа
14	Линия дросселирования	2	P=35МПа
15	Задвижка с ручным управлением	24	P=35МПа
16	Задвижка с гидроуправлением	4	P=35МПа
17	Разъемная воронка	1	
18	Надпроекторная катушка	1	
19	Тревентор универсальный	1	FN - 35x35
20	Тревентор плащечный сдвоенный	1	2FZ 35x35
21	Переходная катушка	1	P=35МПа
22	Крестовина	1	
23	Переходная катушка	1	P=35МПа
24	Трубная головка, 14/35МПа	1	
25	Задвижка	2	P=35МПа
26	Линия контроля затрубного давления	2	
27	Колонный фланец	1	35МПа
28	Обсадная колонна	1	
29	Стойка манифольда ПВО	25	
30	Линия пластоспытателя	1	
31	Кованый угольник	8	P=35МПа
32	Быстроразъемное соединение	3	
33	Резервная линия	1	
34	Узел обратного клапана	1	P=35МПа
35	Тройник кованый	3	P=35МПа
36	Линия глушения, комплект	1	P=35МПа
37	Станция управления ПВО, комплект	1	
38	Пульт управления дросселями, компл.	1	
39	Гидроуправляемый дроссель, комплект	2	
40	Задвижка	3	P=35МПа
41	Адапторный фланец	1	35МПа
42	Факельный стожок	1	
43	Пульт управления факелом	1	
44	Задвижка с гидроуправлением	2	P=35МПа
45	Катушка колонной головки	1	P=35МПа
46	Адапторный фланец	1	
47	Кран высокого давления	5	

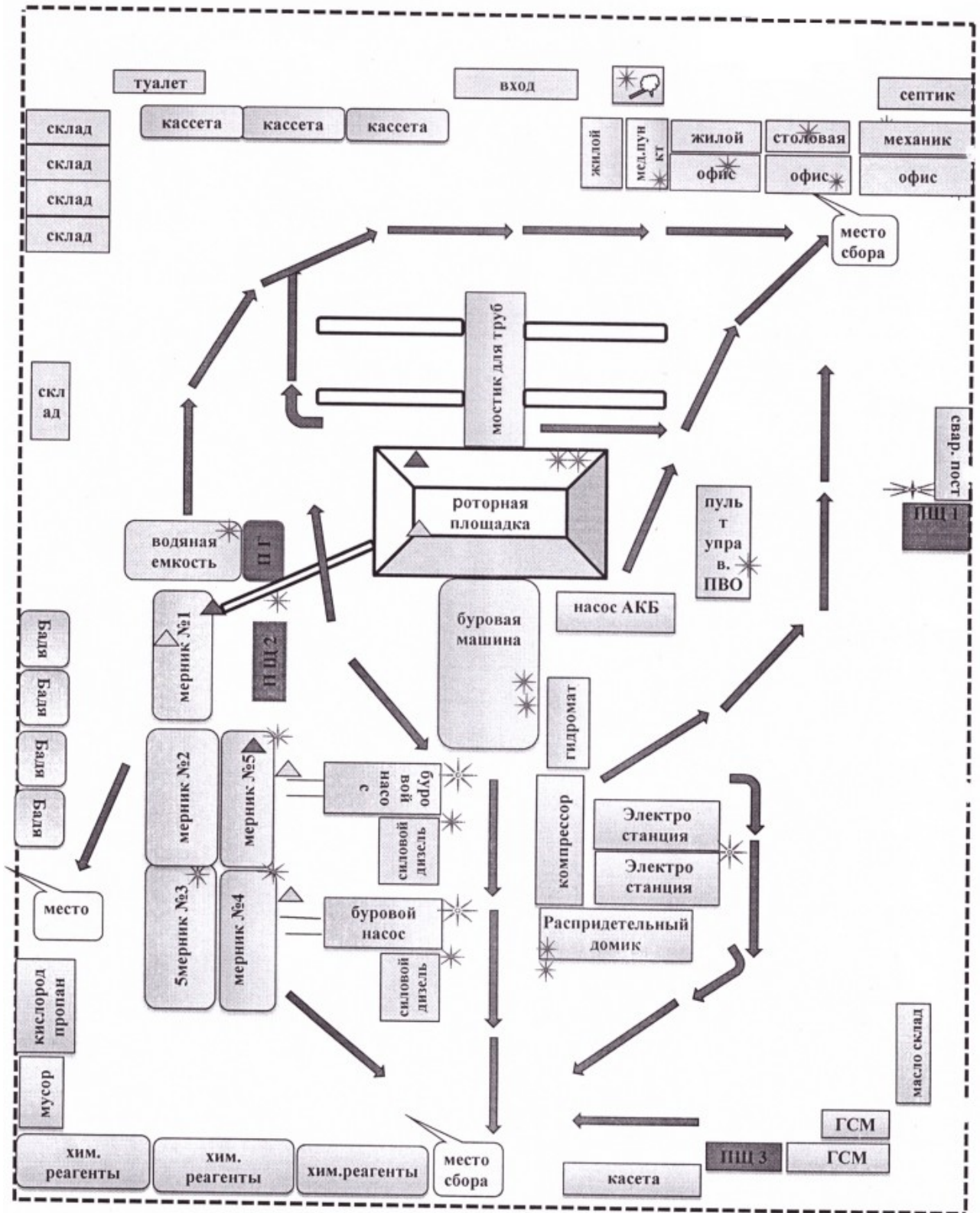
Изм.	Лист	№ докум.	Полн.	Дата	Схема монтажа ПВО после спуска колонны d= 339,7мм	Литер.	Масса	Масштаб
Разраб.						Лист	Листов	
Провер.								
Зав. наб.								

Приложение 9. Схема обвязки устья скважины при испытании



Приложение 10. Схема эвакуация при ЧС

Схема эвакуация при ЧС



Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин, проектной глубиной 800 м (±250 м) на контрактной территории №1057

Приложение 12. Геолого-технический наряд

