

**ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»
ТОО «КАЗНЕФТЕПРОЕКТ»**

Утверждаю:
Председатель правления ТОО «ТМГО»
_____ **Лю Цзянбо**
« _____ » _____ **2026 г.**

Заместитель Председателя правления
ТОО «ТМГО»
_____ **Абдукаримов Нурмухамед**
« _____ » _____ **2026 г.**

**Дополнение к групповому техническому проекту
на бурение разведочно-эксплуатационных скважин
с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной
территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган
(Кызылординская область, Республика Казахстан)**

**Генеральный директор
ТОО «КазНефтеПроект»:**

Байсенгирова А.Е.

"Қазақстан Республикасы Төтенше жағдайлар министрлігі Қызылорда облысының Төтенше жағдайлар департаменті" мемлекеттік мекемесі



Государственное учреждение "Департамент по чрезвычайным ситуациям Кызылординской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан"

ҚЫЗЫЛОРДА Қ., Әлихан Бөкейхан көшесі, № 69 үй

Г.КЫЗЫЛОРДА, улица Алихан Бокейхан, дом № 69

Номер: KZ04VQR00050430

Товарищество с ограниченной ответственностью "ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ"

Номер заявления: KZ68RQR00133674

Дата выдачи: 18.05.2026 г.

120014, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, КЫЗЫЛОРДИНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КЫЗЫЛОРДА Г.А., Г.КЫЗЫЛОРДА, улица Динмухамед Конаев, строение № 4, 181140010632, 8 (7242) 299881,

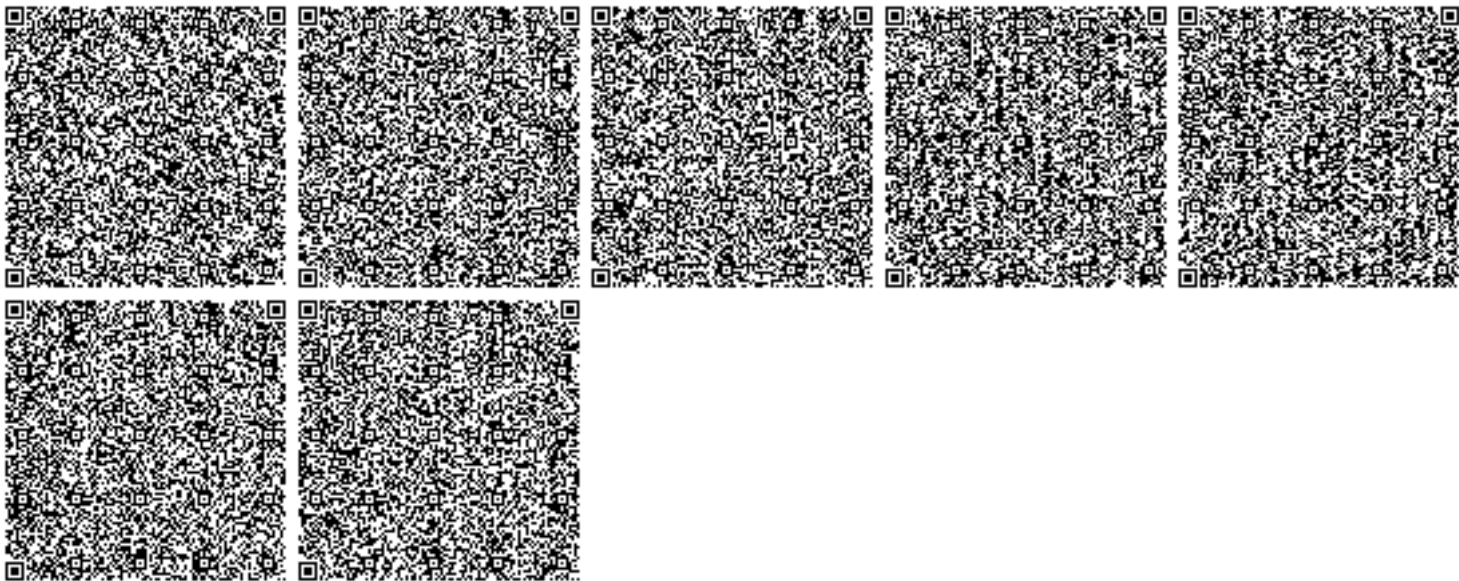
ПИСЬМО-СОГЛАСОВАНИЕ

Государственное учреждение "Департамент по чрезвычайным ситуациям Кызылординской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан", в соответствии со статьей 78 Закона Республики Казахстан «О гражданской защите» и Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях», учитывая прилагаемый перечень документов, согласовывает проектную документацию "Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин с проектной глубиной 2000 м (+250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган (Кызылординская область, Республика Казахстан)" в части промышленной безопасности.

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

Начальник департамента

Мурзагельдиев Мадияр Айдосович



СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Ф. И. О.
Главный инженер проекта, руководитель проектной группы	Аймагамбетов С. Р.
Инженер по бурению	Зиннуров Р.Р.
Инженер по бурению	Мусагалиев М.
Инженер-эколог	Доскалиева Н.

СОДЕРЖАНИЕ

№ Разделов, подразделов	Наименование разделов	Стр.
1	2	3
Раздел 1	Общая пояснительная записка	7
1.	Сводные технико-экономические показатели	8
2.	Основание для проектирования	10
3.	Общие сведения	11
4.	Геологическая характеристика	13
4.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин	14
4.2.	Нефтегазоводоносность по разрезу скважин	17
4.3.	Возможные осложнения по разрезу скважин	20
4.4.	Исследовательские работы	23
5.	Конструкция скважины	27
6.	Профиль ствола скважины	31
7.	Буровые растворы	32
8.	Углубление скважины	38
9.	Крепление скважин	44
9.1.	Обсадные колонны	44
9.2.	Цементирование обсадных колонн	51
9.3.	Оборудование устья скважины	56
10.	Испытание скважин	57
10.1.	Испытание пластов в процессе бурения	57
10.2.	Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	59
10.3.	Методы интенсификации притока в скважине	63
10.3.1	Гидравлический разрыв пласта	63
11.	Дефектоскопия и опрессовка	65
12.	Строительные и монтажные работы	67
12.1.	Выбор и обоснование бурового оборудования	67
12.2.	Подготовительные работы к бурению скважины (скважин)	67
13.	Продолжительность бурения скважины	78
14.	Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспертизации	79
15.	Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника	83
16.	Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации	92
17.	Ликвидация и консервация скважин	95
17.1.	Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины	95
17.2.	Ликвидация скважины	95
17.3.	Порядок организации работ по ликвидации скважины	96
17.4.	Консервация скважины	98
18.	Промышленная безопасность и охрана недр	106
18.1.	Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	106

№ Разделов, подразделов	Наименование разделов	Стр.
1	2	3
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	108
18.3.	Долив скважины	110
18.3.1	Геофизические исследования и работы	111
18.4.	Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция	113
18.5.	Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	114
18.6.	Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами	115
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	115
18.8.	Наличие средств дегазации, вентиляции	115
18.9.	Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала	115
18.10.	Основные требования пожарной безопасности	116
18.11.	Идентификация опасностей	117
18.12.	Охрана недр	120
18.12.1	Общая задача охраны недр в период поисково-разведочных работ на площади	120
18.12.2	Охрана недр в процессе разбуривания площади	120
18.12.3	Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления	123
18.12.4	Контроль окружающей среды	124
18.12.5	Радиационная безопасность	126
18.12.6	Рекультивация земель	127
18.12.7	Противофонтанная и газовая безопасность	127
19.	Оценка степени риска при бурении скважины	132
19.1.	Анализ и оценка степени риска при бурении скважины	132
19.2.	Определение степени риска бурения скважины	133
19.3.	Анализ видов и последствий отказов	133
20.	Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии решении	137
Раздел 2	Организация строительства	140
1.	Сведения о водоснабжении	141
2.	Сведения об энергоснабжении	143
3.	Схема транспортировки грузов и вахт	144
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
1.	Геолого-технический наряд на бурение разведочно-эксплуатационных скважин	147

№ Разделов, подразделов	Наименование разделов	Стр.
1	2	3
2.	Техническое задание на разработку «Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган»	148
3.	Лицензия на «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа»	149
4.	Лицензия на природоохранное проектирование	152
5.	Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-30	154
6.	Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования	155
7.	Схема обвязки устья при испытании	157
8.	Схема и план вахтового поселка при возникновении чрезвычайной ситуаций	158
9.	Схема эвакуация при ЧС	159
10.	Схема расположения газонализаторов	160

РЕФЕРАТ

«Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган» 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.

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

Объект - разведочно-эксплуатационная скважина.

Цель работы: проектирование бурения разведочно-эксплуатационных скважин.

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

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

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

Данной проектной документации «Групповой технический проект на бурение разведочно-эксплуатационных скважин с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган» в течение по 2026 г. до 2029 г. будет пробурено 16 скважин.

Месторождение Тузколь		
Год	Количество скважин	Номера скважин
2026	6	70, 71, 72, 74, 75, 90
2027	4	77, 62, 91, 61
2028	4	73, 76, 78, 80
2029	2	66, 96, 95

РАЗДЕЛ I

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Таблица 1.1

Основные проектные данные

№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района бурения скважины (или морской район)	24а
2	Номер скважины, строящейся по данному типовому проекту	70, 71, 72, 74, 75, 90, 77, 62, 91, 61, 73, 76, 78, 80, 66, 96, 95
3	Площадь (структура)	Контрактная территория № 1057, Тузколь, Кетеказган,
4	Расположение (суша, море)	Суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначенные скважины	Разведочно-эксплуатационная
7	Проектный горизонт	J ₂ kr, PZ
8	Проектная глубина, м - по вертикали - по стволу	2000 (± 250 м) 2000 (± 250 м)
9	Число объектов испытания: - в колонне - в открытом стволе	2 -
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	700
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	до 5
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	3-5°
18	Категория скважины	Третья
19	Металлоемкость конструкции, кг/м	35,67
20	Способ бурения	Роторный
21	Вид привода	ДВС
22	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный
23	Тип буровой установки	ZJ-30 и др. зарубежные аналоги
24	Тип вышки	К-образная, телескопическая
25	Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	Нет
26	Номер основного комплекса бурового оборудования	-
27	Максимальная масса колонны, т: - обсадной - бурильной - суммарная (при спуске секциями).	71,34 54,02
28	Тип установки для испытаний	A-50
29	Продолжительность цикла бурения скважин, сут. - в том числе: - строительно-монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание, всего в том числе: - в открытом стволе - в эксплуатационной колонне	61 10 2 35 14 - 14
30	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	1714

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
Шахтовое направление	426 мм		10		10
Кондуктор	323,9 мм	0	250	0	250
Техническая колонна	244,5 мм	0	800 (± 250 м)	0	800 (± 250 м)
Эксплуатационная колонна	168,3 мм	0	2000 (± 250 м)	0	2000 (± 250 м)

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	Договор между ТОО «Тузкольмунайгаз Оперейтинг» и ТОО «КазНефтеПроект» по оказанию услуг в виде разработки и передачи заказчику «Дополнения к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган».
2	Техническое задание на разработку «Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган»

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1

Сведения о районе буровых работ

Название, единица измерения	Значение
1	2
Наименование лицензионного участка	-
Площадь (структура)	Контрактная территория №1057, м/р Тузколь, Кетеказган
Блок (номер или название)	24а
Административное расположение: - Республика - Область (край) - Район	Казахстан Кызылординская Сырдарьинский
Год ввода площади в бурение	2006
Температура воздуха, °С: - среднегодовая; - наибольшая летняя; - наименьшая зимняя.	+15 +45 -15
Среднегодовое количество осадков, мм	100
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,0
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	180
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	180
Азимут преобладающего направления ветра, градус	восточные, северо-восточные
Наибольшая скорость ветра, м/с	28,5
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	0

Таблица 3.2

Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (название; величина)
1	2
Рельеф местности	равнина
Состояние местности	слабовсхолмленная степь
Толщина снежного покрова, см	40
Почвенного слоя, см	отсутствует
Растительный покров	скудный, полупустынного типа
Категория грунта	вторая

Таблица 3.3

Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники.	1,9	СН 459-74

Таблица 3.4

Источники и характеристики водо-и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения: (водоснабжение, для буровых, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд; энергоснабжение, связь, местные стройматериалы.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо-и энергопривода, связи и стройматериалов.
1	2	3	4
1. Техническая вода	Скважина водозаборная	На площади работ	Водопровод из отработанных НКТ
2. Питьевая вода	Кызылорда	110	Бутилированная
3. Энергоснабжение	Эл. ДВС	Буровая	200 квт.
4. Местные стройматериалы	Карьер	Кумколь	Самосвал
5. Связь	Спутниковая	На площади работ	Связь с офисом

Таблица 3.5

Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
50	Грунтовая, поверхность земли	3,0	уровень земли	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	Кызылорда-Аральск Кызылорда – Кумколь	80 до 40	нет нет	-	-

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления:

«Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган»

Цель бурения: добыча нефти и газа

Проектная глубина по вертикали: 2000 м (± 250 м)

Проектный горизонт: J_{2kr}, PZ

Группа сложности скважины: третья

4.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИН

Таблица 4.1

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол падения	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	Палеоген	P	0		1,2
50	200	Верхний мел, турон-сенон	K _{2t-sn}	0		1,2
200	450	Нижний-верхний мел, верхний альб-сеноман	K _{1-2 al3-s}	0		1,2
450	700	Нижний мел, апт-нижний-средний альб	K _{1 a-al1-2}	0-3		1,1
700	1000	Нижний мел, верхний неоком	K _{1nc2}	0-3		1,1
1000	1300	Нижний мел, нижний неоком	K _{1nc1}	0-3		1,1
1300	1650	Верхняя юра, акшабулакская свита	J _{3ак}	0-3		1,1
1650	1800	Верхняя юра, кумкольская свита	J _{3км}	0-3		1,1
1800	2000	Средняя юра, карагансайская свита	J _{2кр}	0-5		1,1

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.д.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
P	0	50	глины пески	90 10	Глины бентонитовые, известковистые Пески кварц-глауконитовые
K _{2t-sn}	50	200	пески глины	60 40	Пески пестроцветные Глины серые, зеленовато-серые
K _{1-2 al3-s}	200	450	глины пески	60 40	Глины с прослоями песчаника пестроцветные Пески серые
K _{1 a-al1-2}	450	700	пески песчаник	90 10	Пески, гравелиты сероцветные Песчаник с прослоями глины
K _{1nc2}	700	1000	глины пески	60 40	Глины коричневые Пески кварц-полевошпатовые
K _{1nc1}	1000	1300	глины пески	90 10	Глины Пески разнозернистые, серые
J _{3ак}	1300	1650	глины песчаники	70 30	Глины Песчаники мелко-среднезернистые
J _{3км}	1650	1800	песчаники аргиллиты	70 30	Песчаники полимиктовые, среднезернистые, серые Аргиллиты темно-серые до черных
J _{2кр}	1800	2000	аргиллиты песчаники	80 20	Аргиллиты темно-серые, черные Песчаники мелкозернистые, серые с прослоями алевролитов

Таблица 4.3

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость %	Карбонатность, %	Соленость	Сплотность, %	Твердость, кгс/см ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысло- вой классифика- ции	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга кгс/см ²	Гидратационное разуплотнение (набухание)
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Р	0	50	глины пески	1,95 1,78	30	>1000	5	<1		3 1,0		2 1	1 3	мягкие	0,3 0,5	200 400	0,8 0,2
K _{2t-sn}	50	200	пески глины	1,8 1,98	25	>700	5	<1		1,0 3,0	4-5	1 2	3 1	«	0,5 0,3	400 200	0,16 0,75
K _{1-2 al3-s}	200	450	глины пески	2,02 1,85	25	>700	5	<1		3,0 1,0	4-5	2 1	1 3	«	0,3 0,5	200 4 00	0,75 0,16
K _{1 a-al1-2}	450	700	пески глины	1,85 2,02	25	>700	5	<1		1,5 3,5	5-10	1 2	4 2	мягкие, средние	0,37 0,27	500 200	0,16 0,75
K _{1nc2}	700	1000	глины пески	2,1 1,91	20	>700	8	2		3,5 1,5	5-10	2 1	2 4	«	0,27 0,37	200 500	0,75 0,16
K _{1nc1}	1000	1300	аргиллиты пески, песчаники	2,15 2,02	15	>700	8	2		3,5 1,5	5-10	2 1	2 4	«	0,27 0,37	200 500	0,75 0,16
J _{3ак}	1300	1650	аргиллиты песчаники	2,15 2,10	13	>500	10	5		3,5 1,5	10-40	2 1	5 8	средние	0,25 0,35	200 500	0,60 0,16
J _{3км}	1650	1800	песчаники аргиллиты	2,1 2,15	13	500	10	6-7		1,5 3,5	10-40	1 2	8 5	средние	0,35 0,25	500 200	0,16 0,60
J _{2kr}	1800	2000	аргиллиты песчаники	2,2 2,15	11	500	>10	8		3,5 1,5	40- 100	2 1	7 10	средние, твердые	0,25 0,35	200 500	0,50 0,10

Таблица 4.4

Геокриологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерз- лых пород, основная реликтовая	Льдистость породы, %	Наличие , да, нет			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных) вод	пропластка газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Многолетнемерзлотные породы в разрезе отсутствуют.								

4.2. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН

Таблица 4.5

Нефтеносность

Площадь, № скв.	Индекс страти графиче- ско- го под- раз- деле- ния	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подви- жно- сть, мПа.с	Содер- жание серы в % по весу	Содер- жание параф- инов в % по весу	Сво- бод- ный де- бит, м ³ /с	Параметры растворенного газа					
		от (верх)	до (низ)		в пласт- овых услов- иях	после дегаз- ации					газо- вый фак- тор м ³ /т	содер- жание серо- дорода %	содер- жание углеки- сло- го газа %	относите- льная плотно- сть газа по воздуху	коэф- фи- циент сжимае- мости доли. ед.	Давление насыще- ния в пласто- вых условиях кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Тузколь -1	J _{3km}	1345	1372	поровый	0,599	0,788	-	0,43			201	-	0,11	1,0677	6,2	130,5
Тузколь-18	K _{1nc2}	1330	1337		0,593	0,779	0,17	-	-	-	344			1,51	5,4	77,5
Зап.Тузколь-4		1113	1135,5			0,813		0,26	8,9							
Зап.Тузколь-42	K _{1nc2}	900,7	905,3		0,748	0,815	1,75	-	-		95		0,08	1,569		32,9
Жанбырши-1	K _{1a-al}	513	527		0,851	0,939		0,25	1,92							
Белкудук-1	J _{3km}	1653	1664			0,794	2,44	0,02	3,0							

Таблица 4.6

Газоносность

Индекс стратиграфиче- ского под- разделения	Интервал м		Тип коллектора	Состоя- ние (газ, конден- сат)	Содержание % по объему		Относите- льная плотность по воздуху	Коэффицие- нт сжимаемос- ти газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность газоконденсата, г/см ³		Газовая проницае- мость, м Д
	от (верх)	до (низ)			сероводо- рода	углекис- лого газа				в пластовых условиях	на устье скважи- ны	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Тузколь-18	1330	1337	поровый	газ	-	0,06	1,516	-	-	-	-	-
Зап.Тузколь-42	900,7	905,3	поровый	газ	-	0,08	1,569	-	-	-	-	-

Таблица 4.7

Водоносность

Индекс стратиг- рафиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут.	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды мг в эквивалентной форме						Степень минера- лизации мг/экв/л	Тип воды по Сулину: СФН - сульфатно- натриевый, ХЛМ - хлормagneиные, ХЛК - хлоркальциевые	Относится к источни- ку питьевого водоснабже- ния (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	16
P	0	50	поровый	1,0	>10										нет
K _{2t-sn}	50	200	поровый	1,0			562	594	146	581	28	60	1971	СФН	нет
K _{1-2 al3-s}	200	450	поровый	1,0			905	690	183	696	96	100	2670	ХЛК	
K _{1 a-al1-2}	450	700	поровый	1,0			7905	690	183	5696	96	100	14670	"	
K _{1nc2}	700	1000	поровый	1,02			12910	1760	120	10325	113	836	26064	"	
K _{1nc1}	1000	1300	поровый	1,04	30		33015	2781	24	17360	140	2652	55972	"	
J _{3ак}	1300	1650	поровый	1,04	10		37098	3852	134	21154	240	-	62478	"	
J _{3км}	1650	1800	поровый	1,04			44769	1162		28456	73	1002	75462	"	
J _{2кр}	1800	2000	поровый	1,05			47254	58	207	23106	1080	4800	76505	"	

Таблица 4.8

Давление и температура по разрезу скважин

(в графе 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов:

ПРС – прогноз по сейсмическим данным, ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям,

РФС – расчет по фактическим параметрам в скважинах)

Индекс страти- графичес- кого подразде- ления	Интервал, м		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового, кгс/м² на м		Источ- ник полу- чения	порового, кгс/м² на м		Источ- ник полу- чения	Гидроразрыва горных пород, кгс/м² на м		Источ- ник полу- чения	Горного давления, кгс/м² на м		Источ- ник получе- ния		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		°С	источник получения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
P	0	50	1,00	1,00	РФС		1,00	РФС		1,85	РФС		1,72	ПРС	20	РФС
K _{2t} -sn	50	200	1,00	1,00	«		1,00	«		1,85	«		1,74	«	35	«
K ₁₋₂ al ₃ -s	200	450	1,00	1,00	«		1,00	«		1,85	«		1,76	«	37	«
K ₁ a-al ₁₋₂	450	700	1,00	1,00	«		1,00	«		1,85	«		1,76	«	45	«
K _{1nc2}	700	1000	1,02	1,02	«		1,02	«		1,85	«		1,78	«	50	«
K _{1nc1}	1000	1300	1,02	1,02	«		1,02	«		1,85	«		1,78	«	60	«
J _{3ак}	1300	1650	1,03	1,03	«		1,03	«		1,85	«		1,82	«	72	«
J _{3km}	1650	1800	1,03	1,03	«		1,03	«		1,85	«		1,84	«	81	«
J _{2kr}	1800	2000	1,04	1,04	«		1,04	«		1,85	«		1,86	«	90	«
PZ			1,05	1,05	«		1,05	«		1,85	«		1,88	«	95	«

4.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН

Таблица 4.9

Поглощения бурового раствора

Стратиграфическое подразделение	Интервал, м		Максимальные интенсивные поглощения, м ³	Расстояние от устья скважины до статистического уровня раствора	Имеется ли потеря циркуляции (да или нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ³		Условия возникновения поглощения
	от (верх)	до (низ)				при поглощении	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Не ожидаются								

Таблица 4.10

Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применяемые ранее			Время с начала осложнения	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	Плотность, г/см ²	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
P	0	50	глинистый	1,12	Увеличение вязкости раствора		Проработка ствола скважины в интервале осложнения

Таблица 4.11

Нефтегазоводопроявления

Стратиграфическое подразделение	Интервал, м		Вид проявления флюида (газ, нефть, вода)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточного давления, кгс/см ²		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелив воды, увеличение водоотдачи)
	от (верх)	до (низ)			внутреннее	наружное		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₂ t-sn	50	200	вода		1,04	1,04	При вскрытии возможно водоносных пластов	Грифоны за направляющей трубой. Увеличение водоотдачи.
K ₁ nc ₂	700	1000	нефть+газ		0,80	0,80	При вскрытии возможно нефтегазовых пластов	Разгазирование раствора с пленками нефти
J ₃ km	1650	1800	-«-		0,80	0,80	-«-	-«-
J ₂ kr	1800	2000	-«-		0,80	0,80	-«-	-«-

Таблица 4.12

Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да или нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность	водоотдача, см ³ /30 мин.	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
При соблюдении технологии бурения – не ожидаются.									

Таблица 4.13

Текущие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, 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: железообразное, 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 и шлама

Стратиграфическое подразделение	Параметры отбора керна		Интервал, м		Метраж отбора керна	Стратиграфическое подразделение	Интервал отбора шлама, м		Частота отбора шлама через м	Стратиграфическое подразделение	Глубина отбора грунтов, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт.
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка за рейс, 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 м или 0,9% от глубины скважины						В эксплуатационной секции каждые 5 м, в продуктивных горизонтах каждый 1 м.							

Примечание: Интервалы отбора керна будут уточняться в процессе бурения полевым геологом на буровой.

Таблица 4.16

Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		Промысловая географическая партия		Номер таблиц СПВ на ПГМ
		глубина, м	в интервале, м		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
GR-spektra, SP, CAL, HDIL, CNC, ZDEN, DT, PE	1:200	2000	800	2000			Компания "CNLC"		
CDL, VDL	1:500	800	0	800					
Газовый каротаж			0	2000					

Примечание: Все записи ГИС должны быть в цифровой форме.

Таблица 4.17

Данные по испытанию в процессе бурения

Стратиграфическое подразделение	Испытание пластоиспытателем на трубах			Количество циклов промывок	Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	Вид операции (испытание, опробование)	Интервал, м			Интервал, м		Количество проб
		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8
В открытом стволе предусматривается испытание объектов в случае выявления прямых и косвенных признаков нефтегазоносности по керну или ГИС.							

Таблица 4.18

Лабораторные исследования
(на одну скважину)

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
1. Анализ физических свойств коллекторов и покрышек	образец	90
2. Петрографическое описание пород	-"	9
3. Минералогический анализ пород	-"	9
4. Анализ поверхностных проб нефти	проба	3
5. Анализ глубинных проб нефти	-"	3
6. Анализ газа	-"	3
7. Определение коэффициента вытеснения нефти водой	-"	2
8. Полный химический анализ пластовой воды с определением микрокомпонентов	-"	1

Таблица 4.19

Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения (горизонт)	Номер объекта (снизу вверх)	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 нагнетательной скважины: смена раствора, аэризация, понижение уровня компрессорами	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Макс. снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J _{2kr}	I	1960	1970	1950	1980	колонна	передвижная	да	3	3,4,5	понижение уровня	1500	1,01
	II	1910	1920	1900	1930	колонна	передвижная	да	3	3,4,5	понижение уровня	1500	1,01

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

Таблица 4.20

Работы по перфорации эксплуатационной колонны при освоении

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Перфорационная среда		Мощно- сть перфо- рации, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидропескост- руйная, гидроструйная	Типо-размер	Количес- тво отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора	Предусмо- трели спуск перфора- тора на НКТ? (да, нет)	Насадки на гидропескоструй- ной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	плот- ность, г/см ³								Диаме- тр, мм	Коли- чество, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	раствор	1,12	10	кумулятивная	114 мм с плотностью зарядов 16-18 отверстий на 1 п.м.	16-18	30	6	нет	Не планируется	
II	раствор	1,12	10	кумулятивная		16-18	30	6	нет		

Примечания:

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

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Конструкция скважины выбрана согласно исходным геологическим данным в соответствии с действующими нормативно-методическими документами исходя из горно-геологических условий бурения, а также с учетом опыта бурения ранее пробуренных скважин в пределах Арыскупского прогиба.

График совмещенных давлений приведен на рис. 5.1.

Принятая конструкция скважины и обоснование необходимости спуска обсадных колонн приведены в таблице 5.2.

График совмещенных давлений (2000м)

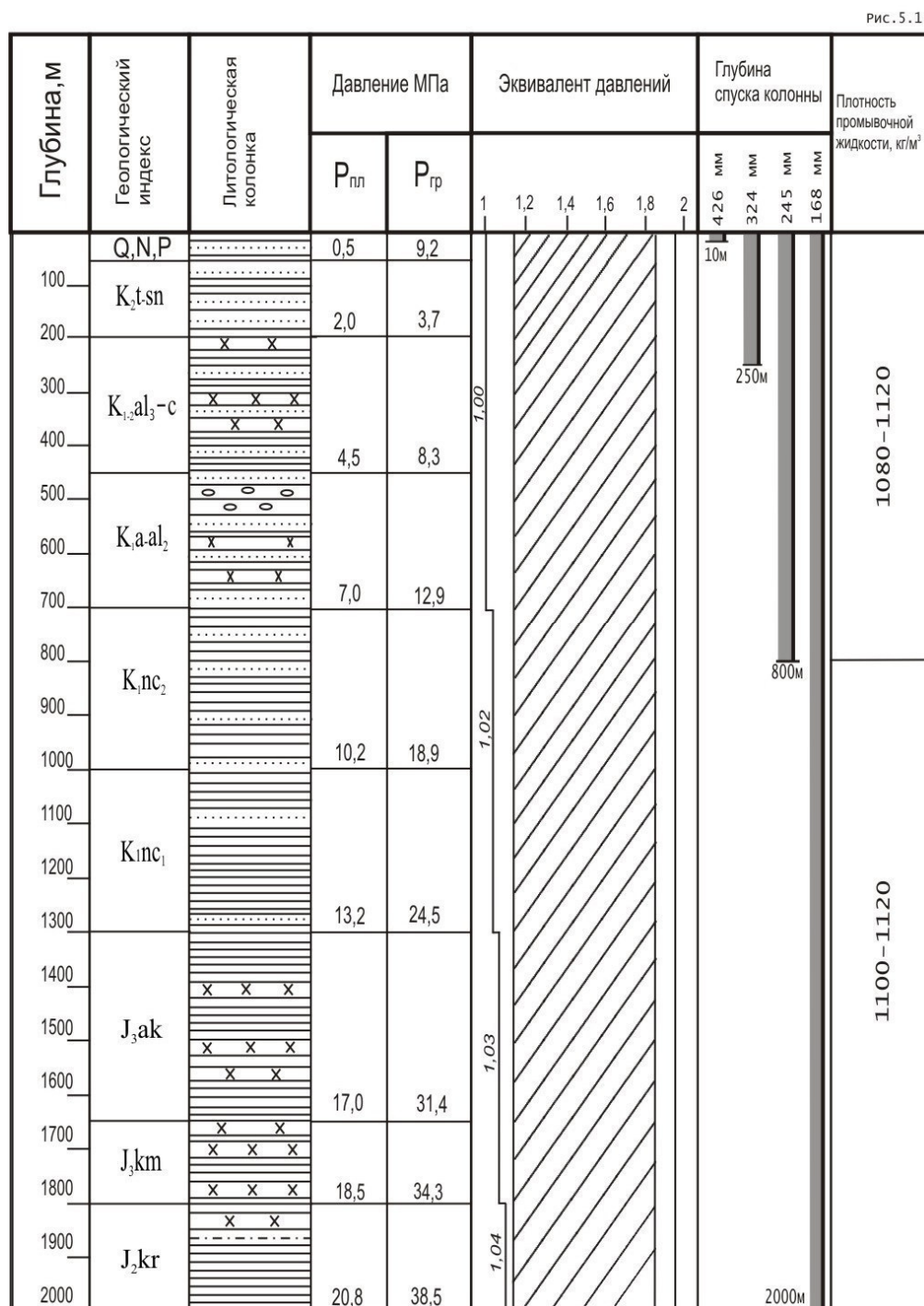


Таблица 5.1

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
426	10	Д	10	1,1	ГОСТ 632-80	Спуск шахтового направления с последующим цементированием.

Таблица 5.2

Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, первая и последующие промежуточные колонны, 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 тампонажного раствора за колонной, м	Кол-во раздельно спускаемых частей колонны шт.	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Глубина забоя при навороте секции, установке надставки или замещающей, м	Необходимость (причина) спуска колонны (в т.ч. в один прием или секции), установки смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	0	250	393,7	0	1	1	0	250	-	Перекрытие осыпающихся и обваливающихся пород палеогеновых отложений и водопроявляющих горизонтов верхнего мела, установка ПВО.
2	Техническая колонна	0	800	295,3	0	1	1	0	800	-	Перекрытие нижнего мела, установка ПВО.
3	Эксплуатационная колонна	0	2000	215,9	0	1	1	0	2000	-	Разобшение и вскрытие продуктивных горизонтов, их испытание в колонне.

Примечание: По результатам бурения первых скважин на проектируемых площадях, на основе полученных данных по характеристике разреза и пластового флюида, глубина спуска технической колонны будет уточнена.

Таблица 5.3

Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. таб.5.2.гр.1)	Раздельно спускаемые части												
	Номер в порядке спуска (табл. 5.2. гр.8)	Количество диаметров, шт.	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м		Ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		Количество типов соединений	Номер в порядке спуска	Условный код типа соединения	Максимальный наруж. диаметр соединения, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения,	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	324	0	250	-	1	1	ОТТМА	351	0	250
2	1	1	1	245	0	800	-	1	1	LTC	269,9	0	800
3	1	1	1	168	0	2000	-	1	1	LTC	187,7	0	2000

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

Таблица 5.4

Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при бурении скважины по проектной конструкции

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Проведение учебных тревог «Выброс» перед каждым СПО, началом бурения, каротажных работ и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка действий буровой бригады в случае возможных газонефтеводо-проявлений
2	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения - 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	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 строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	- с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления.	

Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин
с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт). В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла. В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах	
5	Применение оптимальных параметров бурового раствора, режимов бурения (промывки) и СПО, КНБК, обеспечивающих минимизацию репрессий на пласт, предупреждения поглощения, посадок, затяжек, прихвата инструмента.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
6	Соблюдение мероприятий при бурении в прихватоопасных зонах: - обеспечение высококачественной очистки бурового раствора; - плотность бурового раствора не должна превышать установленную норму; - при вынужденном нахождении инструмента в прихватоопасной зоне запрещается оставлять его без движения более 10 мин (уточняется технологической службой).	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

Таблица 5.5

**Максимально допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины
при выполнении технологических операций**

Интервал, м		Допускается гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, кгс/см ²		Допускается гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
от (верх)	до (низ)	верхний	нижний	верхний	нижний
1	2	3	4	5	6
0	2000	В пределах колебаний плотности бурового раствора + 0,02 г/см ³ и гидравлических потерь в кольцевом пространстве.		Недопустимо снижение плотности бурового раствора более – 0,02 г/см ³ от установленного по ГТН и столба более 10 м.	

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1

Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимальнодопустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	Максимально допустимый интенсивность искривления на 30 м	при входе а продуктивный пласт Минимально допустимый	Максимально допустимый
1	2	3	4	5	6	7
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

Рецептура обработки и параметры бурового раствора приняты на основании опыта пробуренных поисково-разведочных скважин на сопредельных площадях контрактной территории 1057.

1. При бурении скважин под кондуктор и техническую колонну в интервале 0-800 м.

Свойства полимерного бурового раствора:

Плотность	1,08-1,10 г/см ³
Условная вязкость	40-50 с
Водоотдача	10-12 см ³ /30 мин.
СНС через 1/10мин.	20/50 мгс/см ²
рН	8-9
Корка	0,5-1,0 мм
Содержание песка	< 2%

Компонентный состав:

Bentonite	14 кг/м ³
Caustic	0,6 кг/м ³
ОВ-II	1,2 кг/м ³
CMC-LVT	1,7 кг/м ³
CMC-HVT	1,8 кг/м ³
SAPP	0,6 кг/м ³
Sodium chloride	0,4 кг/м ³

2. При бурении скважин под эксплуатационную колонну в интервале 800-2000 м.

Свойства полимерного бурового раствора:

Плотность	1,10-1,12 г/см ³
Условная вязкость	40-50 с
Водоотдача	4-6 см ³ /30 мин.
СНС через 1/10мин.	15/40 мгс/см ²
рН	8-9
Корка	0,5-1,0 мм
Содержание песка	< 2,0%

Компонентный состав:

Bentonite	14 кг/м ³
Caustic	0,6 кг/м ³
SAPP	0,6 кг/м ³
CMC-LVT	1,7 кг/м ³
CMC-HVT	1,8 кг/м ³
ОВ-II	1,2 кг/м ³
Sodium chloride	0,4 кг/м ³

Примечание: При бурении в зимний период буровой раствор готовится на засоленной технической воде. Ориентировочная норма расхода NaCl составляет 100-150 кг/м³.

Таблица 7.1

Тип и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоот- дача, см ³ / 30 мин.	СНС мгс/см ² через мин		Корка, мм	Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, мг/л	Пласти- ч. вязко- сть сп	Динамиче- ское напряже- ние сдвига, мгс/см ²	Плотность утяжеления, г/см ³
						1	10		Коллоид- ной (актив- ной) части	песка	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Полимерный	10	800	1,08-1,10	40-50	10-12	20	50	0,5-1,0	-	<2%	-	8-9	-	-	-	-
Полимерный	800	2000	1,10-1,12	40-50	4-6	15	40	0,5-1,0	-	<2%	-	8-9	-	-	-	-

Примечание: При бурении по возможно продуктивным горизонтам особое внимание следует обратить на плотность промывочной жидкости и регулировать ее по характеру ведения скважины.

Таблица 7.2

Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность компонен- та, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажн ость, %	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	10	800	Полимер- ный	1,08-1,10	нет	Bentonite					14
						Caustic					0,6
						OB-II					1,2
						CMC-HVT					1,7
						CMC-LVT					1,8
						SAPP					0,6
						Sodium chloride					0,4
2	800	2000	Полимер- ный	1,10-1,12	нет	Bentonite					14
						Caustic					0,6
						SAPP					0,6
						CMC-HVT					1,7
						CMC-LVT					1,8
						OB-II					1,2
						Sodium chloride					0,4

Таблица 7.3

Расчет потребности бурового раствора и компонентов для его приготовления

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Норма расхода бурового раствора м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале			Потребность бурового раствора, в м³ и его компонентов, в кг/м³			
от (верх)	до (низ)			величина	источн. нормы	поправ. коэфф.	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	Суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	250	-	Полимерный*					34	39	73
			Bentonite	14			476	546	1022	
			Caustic	0,6			20,4	23	43,4	
			OB-II	1,2			40,8	47	87,8	
			CMC-HVT	1,7			57,8	66	123,8	
			CMC-LVT	1,8			61,2	70	131,2	
			SAPP	0,6			20,4	23	43,4	
			Sodium chloride	0,4			13,6	16	29,6	
250	800	-	Полимерный*				48	50	98	
			Bentonite	14			700	700		
			Caustic	0,6			30	30		
			OB-II	1,2			60	60		
			CMC-HVT	1,7			85	85		
			CMC-LVT	1,8			90	90		
			SAPP	0,6			30	30		
			Sodium chloride	0,4			20	20		
800	2000	1,0	Полимерный*				80	62	53	195
			Bentonite	14			1120	742	1862	
			Caustic	0,6			48	32	80	
			SAPP	0,6			48	32	80	
			CMC-HVT	1,7			136	90	226	
			CMC-LVT	1,8			144	95	239	
			Sodium chloride	0,4			32	21	53	

Примечание: 1) * - объемы раствора даны с учетом кавернозности ствола скважины +10% потери.

Таблица 7.4

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раз-дельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонентов				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					Плотность, г/см ³	Влажность, %	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости)	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Техническая колонна	1	1	Na ₂ CO ₃	2,5		91		0,1	6,2

Таблица 7.5

Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонентов				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора кг/см ³	Количество, кг
			Плотность, г/см ³	Влажность, %	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости)	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Буровой раствор, используемый при бурении не требует дополнительного расхода химических реагентов, при спуске обсадных колонн							

Таблица 7.6

Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бур. раствор.	ГОСТ, ОСТ, МУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, т					
		номера колонн (см.табл. 5.2. гр.1)					Суммарная на скважину
		1	2	3	4	5	
1	2	3	4	5	6	7	8
Bentonite		1,022	0,7	1,86			3,58
Caustic		0,0434	0,03	0,08			0,154
OB-II		0,0878	0,06	-			0,148
CMC-HVT		0,1238	0,09	0,08			0,294
CMC-LVT		0,1312	0,09	0,23			0,451
SAPP		0,0434	0,03	0,24			0,313
Sodium chloride		0,0296	0,02	0,05			0,10

Таблица 7.7

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Использование очистных устройств		
				Ступенчатость очистки: 1-вибросито 2 –1+пескоотде-литель 3-2+ илоотделитель	Интервал , м	
					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Вибросито сдвоенное	GW-2	2		1	0	2000
Илоотделитель	ZQJ/125x8-1,6	1		2+4	0	2000
Дегазатор	1056 GPM	1		1+3	800	2000
Центрифуга	LW-450-N1	1		1+4	0	2000
Пескоотделитель	ZQJ300X-2-1,4x0,6	1		1+5+2	0	2000

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1

Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применение КНБК

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл. 8.2.)	Режим бурения		
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8
0	250	бурение	роторный	1	с навеса	80-90	34
250	800	бурение	"-	2	до 8	80-90	34
800	2000	бурение	"-	3	12-14	70-80	20
850	1930	отбор керна	"-	4	8-10	60-70	15

Таблица 8.2

Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								Суммарная масса КНБК, т	Примечание
	номер по порядку	Типоразмер шифр	Расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				Суммарная длина КНБК, м		
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителя град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под кондуктор Ø324 мм										
1	1	ПЗ93,7М-ЦВ	0	393,7	0,53	145				
	2	УБТ-203 (спиральные)	0,53	203	10	2146				
	3	УБТ-165 (спиральные)	10,53	165	30	4410		40,53	6,7	
Бурение под промежуточную колонну Ø245 мм										
2	1	11 ⁵ / ₈ " (IADC I.I.7)	0	295,3	0,42	75				
	2	УБТ-203 (спиральные)	0,42	203	10,0	2146				
	3	УБТ-165 (спиральные)	10,42	165	60,0	8820		70,42	11,04	
Бурение под эксплуатационную колонну Ø168 мм										
3	1	8 ¹ / ₂ " (IADC I.I.7)	0	215,9	0,35	40				
	2	УБТ-165 (спиральные)	0,35	165	150	22050		150,35	22,09	
	3	К-212,7/80СЗ	0	212,7	0,3	37,5				
	4	Нижний центратор	0,3	211,1	0,8	105				
	5	КД11М	1,1	164	16,2	1550				
	4	Верхний центратор	17,3	211,1	0,8	105				

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)							Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	Примечание
	номер по порядку	Типоразмер шифр	Расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика						
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителя град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	5	УБТ-165 (спиральные)	18,1	165	60	8820		78,1	10,62	
	6	Верхний центратор	17,3	211,1	0,8	105				
	7	УБТ-165 (спиральные)	18,1	165	60	8820		78,1	10,62	

Примечание: Проектом допускается использование других типов долот.

Таблица 8.3

Потребное количество КНБК (элементов)

Типоразмер, шифр или кратное название элемента КНБК	Вид технической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работы		Норма проводки		Потребное количество на интервал, шт.(для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
ПЗ393,7М-ЦВ	бурение	0	250	150	местные нормы	1,7
11 5/8" (IADC I.I.7)	бурение	250	800	500	-«-	1,1
8 1/2" (IADC I.I.7)	бурение	800	2000	350	-«-	3,4
К-212,7/80 СЗ	отбор керна	850	2000	10	-«-	2,0
Всего предусмотрено бурение с отбором керна 18 м или 0,9% от глубины скважины						

Примечание: Интервалы отбора керна будут уточняться в процессе бурения полевым геологом на буровой.

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.д. на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт.			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	Ш393,7М-ЦВ	ГОСТ 20692-75	0,3	1,7	2	290
	УБТ-203(спиральные)	Стандарт 7API	10	10	10	2146
	УБТ-165(спиральные)	Стандарт 7API	30	30	30	4410
Техническая колонна	11 ⁵ / ₈ " (IADC I.I.7)	IADC (HUGHES)	0,9	1,1	2	150
	УБТ-203(спиральные)	Стандарт 7API	10	10	10	2146
	УБТ-165(спиральные)	Стандарт 7API	60	60	60	8820
Эксплуатационная колонна	8 1/2" (IADC I.I.7)	IADC (HUGHES)	0,8	3,0	4	160
	К-212,7/80 СЗ	ГОСТ 20692-75	-	3	3	112,5
	УБТ-165 (61/2") (спиральные)	Стандарт 7API	150	150	150	22050

Таблица 8.5

Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть/нет)
1	2	3	4	5	6	7
ТБПК	127	9,2	Д	ЗП-162-95	2000	есть

Таблица 8.6

Конструкция бурильных колонн

Вид технологических операций (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер спуска бурильной колонны (снизу вверх) без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности материала)	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическая прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	0	1850		1	ТБПК	127	Д	9,2	ЗП-162-95	1850	54,02	73,71	>1,45	>1,5

Примечание: Проектом допускается применение других типоразмеров бурильных труб, удовлетворяющих по прочности и проходимости.

Таблица 8.7

Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервал, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, м	марка (группа прочности материала)	толщина стенки, мм	тип замкового соединения при соединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор	0	250	УБТС	203	SAE 4140	61,5	NC-56 (65/8 Reg)	10	2,15	-	2,26
			УБТС	178	SAE 4140	61,5	NC-50 (51/2 Reg)	30	4,41	-	4,63
			ТБПК	127	Д	9,2	ЗП-162-95	210	6,13	6,38	6,69
Техническая	250	800	УБТС	203	SAE 4140	61,5	NC-56 (65/8 Reg)	10	2,15	-	2,26
			УБТС	178	SAE 4140	61,5	NC-50 (51/2 Reg)	60	88,2	-	92,61
			ТБПК	127	Д	9,2	ЗП-162-95	730	21,32	22,17	23,28
Эксплуатационная	800	2000	УБТС	165	SAE 4140	46,0	NC-46 (4IF)	150	22,05	-	23,15
			ТБПК	127	Д	9,2	ЗП-162-95	1850	54,02	56,2	58,99

Таблица 8.8

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки МХК	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	2000	Бурение, спуск обсадной колонны	4	5

Таблица 8.9

Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндров втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в минуту,	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	800	бурение	F-1000	2		177,8	35	0,9	145	16-17	32-34
800	2000	-«-		2		177,8	35	0,9	100	10-11	20-22

Таблица 8.10

Распределение потерь давления в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см²	Потери давления (кгс/см²) для конца интервала				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязка буровой установки
				на долото	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	800	бурение	61	44	-	17	4	6
800	2000	-«-	69	45	-	16	5	3

Таблица 8.11

Гидравлические показатели промывки

Интервал ,м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9.)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с/см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидродинамические насадки		Скорость истечения, м/с
от (верх)	до (низ)						количество	диаметр, мм	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	800	бурение	0,61	0,05	периферийная	-	3	14x14x14	82,6
800	2000		0,71	0,046			3	10x10x10	80,7

Примечание: Гидравлическая программа бурения скважины должна обеспечивать наиболее полную очистку забоя и ствола скважины от выбуренной породы при минимальных гидравлических потерях. Рабочее давление нагнетательных насосов должно составлять 0,75-0,8 от допустимого для данного размера цилиндрических втулок.

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. ОБСАДНЫЕ КОЛОННЫ

Таблица 9.1

Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.5.2. гр.1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2.гр.8)	Признаки: да, нет			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакера (для опрессовки (сверху-вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли вести расчет наружного давления по:		краткое название, тип, шифр, (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента-относительно воздуха), г/см³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	нет	да	нет	Буровой раствор	1,10	-
2	1	нет	да	нет	Буровой раствор	1,10	-
3	1	нет	да	нет	Тех. вода	1,03	-

Таблица 9.2

Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.9. гр.1)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5 гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кгс/см ²	
			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	250	0	20	75	78
2	Техническая	1	0	800	0	42	133	130
3	Эксплуатационная	1	0	2000	0	192	172	170



Рисунок 9.1. Эпюра избыточных давлений по длине 339,7 мм кондуктора

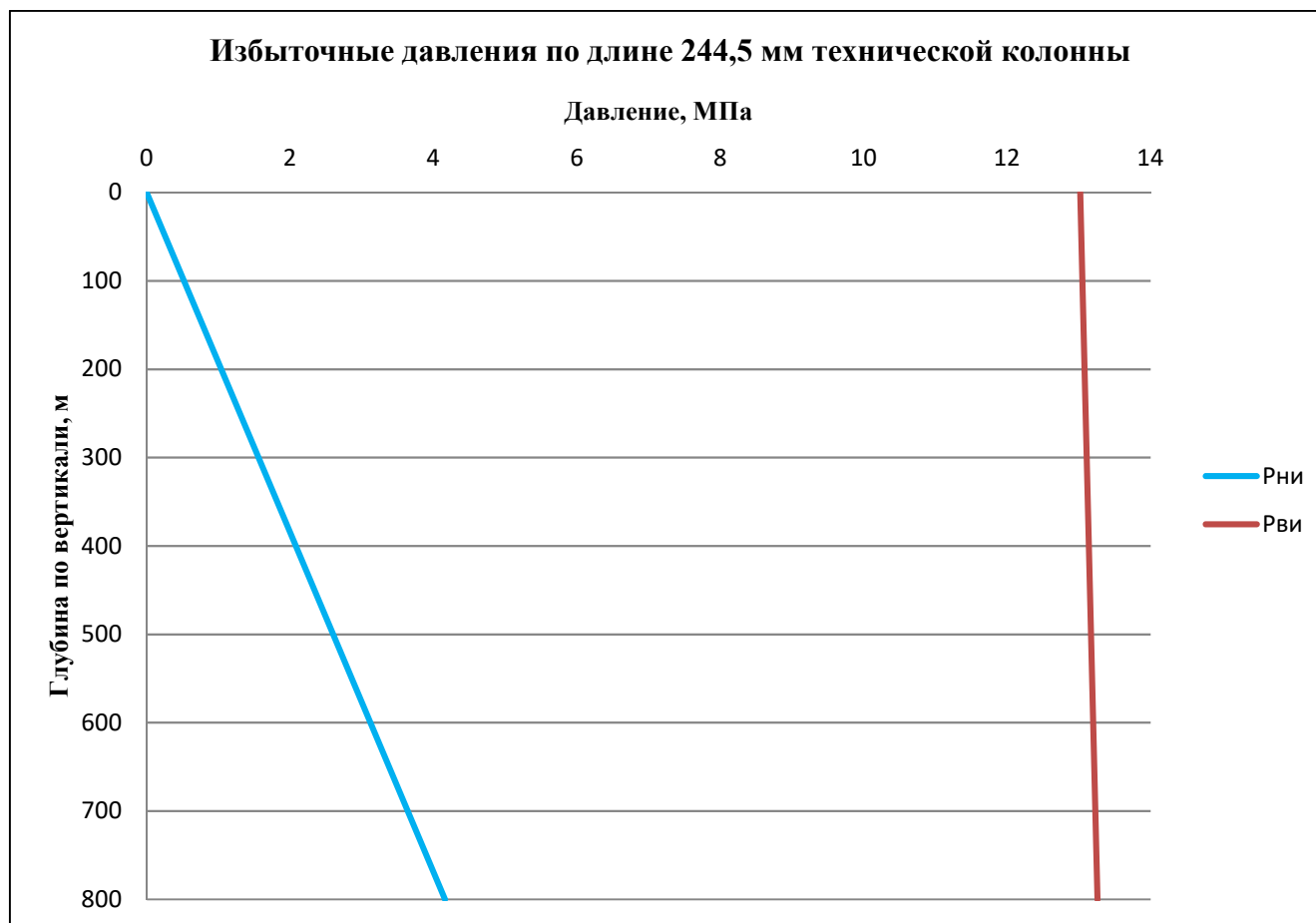


Рисунок 9.2. Эпюра избыточных давлений по длине 244,5 мм технической колонны

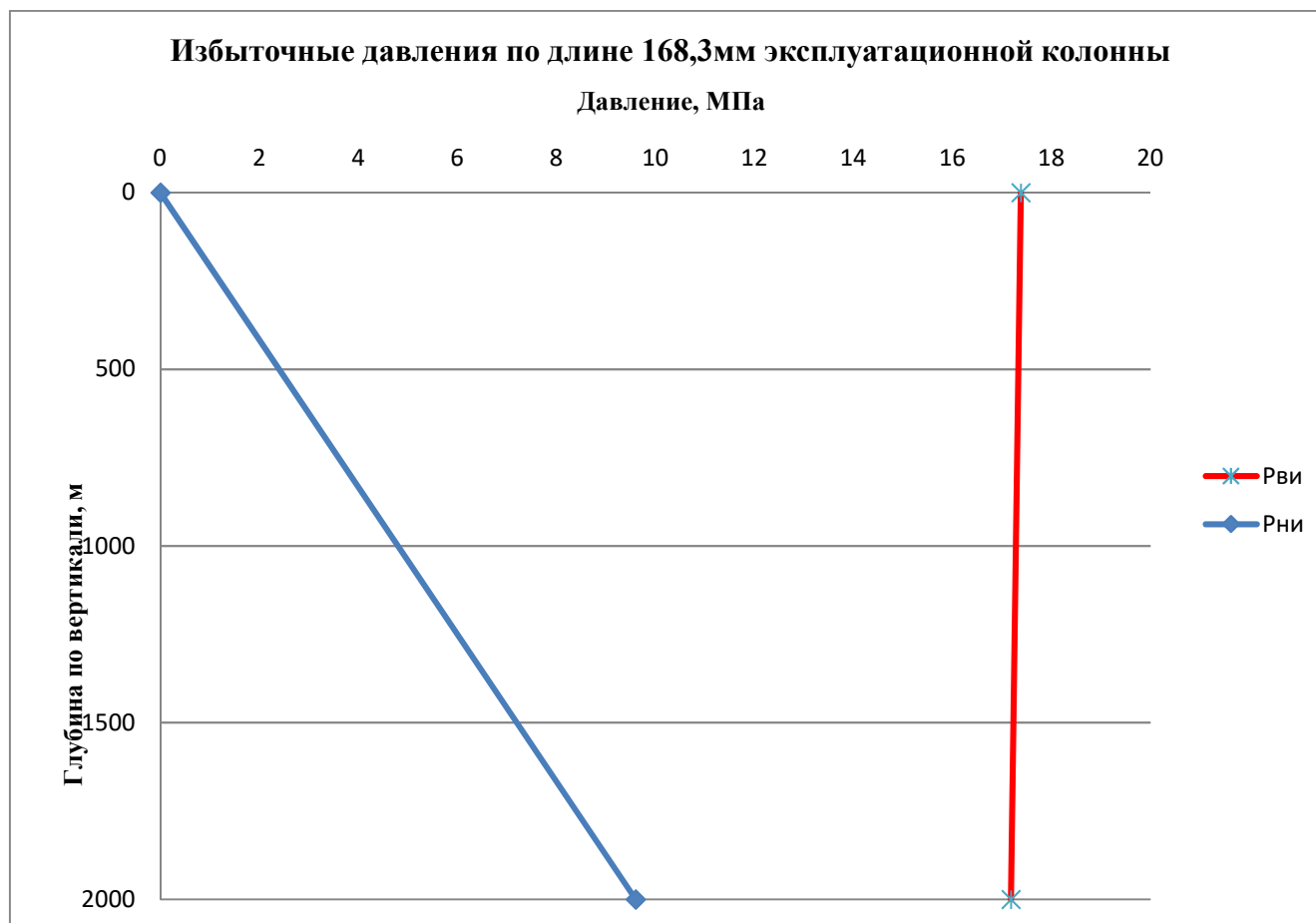


Рисунок 9.3. Эпюра избыточных давлений по длине 168,3 мм эксплуатационной колонны

Таблица 9.3

Рекомендуемые типоразмеры обсадных колонн

Наружный диаметр, мм (см. табл.5.3. гр.5)	Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию: да, нет
	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
324	Импортные	ОТТМА	Д	9,5	73,6	да
245	Импортные	LTC	К-55	8,94	53,37	да
168	Импортные	LTC	К-55	8,94	35,67	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 порядке спуска (см. табл. 5.2. гр1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл.5.2. гр1)	Номер равнопроч труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициент запаса прочности при:		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа прочности материала труб)	толщина стенки, мм	избыточное давление		Растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	250	250	18,4	18,4	324	ОТТМА	Д	9,5	3,6	2,5	10,9
2	1	1	0	800	800	42,69	42,69	245	LTC	К-55	8,94	3,33>1,125	1,83>1,10	5,88>1,25
3	1	1	0	2000	2000	71,34	71,34	168	LTC	К-55	8,94	1,64>1.125	2,05>1.10	2,38>1.25

Таблица 9.5

Суммарная масса обсадных труб

Характеристика труб		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код вида соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ	теоретическая	с плюсовым допуском 5% (4% при толщине стенки < 7 мм)	с нормативным запасом 5%
	условное обозначение по ГОСТ			
1	2	3	4	5
ОТТМ	ОТТМ – 323,9 * 9,5 – Д; ГОСТ 632-80 Н – 351,0 – Д; ГОСТ 632-80	18,4	19,13	20,1
LTC	LTC – 244,5 * 8,94 - К-55 Стандарт АНИ Н – 269,9 - К-55 Стандарт АНИ	42,69	44,4	46,62
LTC	LTC – 168,3 * 8,94 - К-55 Стандарт АНИ Н – 187,7- К-55 Стандарт АНИ	71,34	74,2	77,91

Таблица 9.6

Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технической оснастки						Суммарное на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и др. на изготовление	масса элемента, кг	Интервал установки, м		кол-во элементов на интервале, шт.	количество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	БКМ-324	ОСТ39-011-87	85		250	1	1	85
2	Промежуточная	1	БКМ-245	ОСТ39-011-87	60		800	1	1	60
			ЦКОД-245-2	ТУ39-01-08-282-77	57		790	1	1	57
			ПП-219х245	ТУ39-01-268-76	13,2			1	1	13,2
			БКМ –168	ОСТ39-011-87	28		2000	1	1	28
3	Эксплуатационная	1	ЦКОД-168	ТУ39-01-08-281-77	25		1990	1	1	25
			ПП-146х168	ТУ39-01-268-76	5,2			1	1	5,2
			ЦЦ-168/216- 245-1	ТУ31-01-08-283-77	11,3	Номинальный диаметр при входе и выходе из каверны		40	40	452

Примечания: 1. Количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических работ.
2. Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов API.

Таблица 9.7

Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмен та для спуска (элеватор, спайдер спайдер\ элевтор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаково допустимой скоростью спуска труб, м		Допусти- мая скорость спуска, труб, м/с	Допусти- мая глубина спуска труб на клиньях, м	Перио- дично- сть долива колон- ны, м	Промежуточные промывки		
В поря дке спус ка	Название колонны	Номер части колон- ны в порядке спуска		Шифр или название	ГОСТ,ОСТ, ТУ, МУ, МРТУ и т.д. на изготовление						глу- бина, м	продол житель ность, мин.	расход, л/с
						от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Кондуктор	1	Элеватор	P-2МВП	ТУ38-101-332-76	0	250	0,5-1,0	-	-	-	-	-
2	Техническая	1	-«-	P-402	ТУ38-101-707-78	0	800	0,6-1,0	-	самоза- полн.	500 800	1 цикл 1 цикл	34 34
3	Эксплуата- ционная	1	-«-	-«-	ТУ38-101-707-78	0	2000	0,6-0,8	-	самоза- полн.	500	1 цикл	20
											1000	1 цикл	20
											1500	1 цикл	20
											2000	1 цикл	20

Примечания:

1. Довод производится через 200-300 м при использовании тарельчатого обратного клапана или после посадки шара ЦКОД.
2. Расход смазки: Кондуктор $d324 \text{ мм} - 0,223 \times 25 = 5,6 \text{ кг}$;
Промежуточная $d 245 \text{ мм} - 0,15 \times 80 = 12 \text{ кг}$;
Эксплуатационная $d 168 \text{ мм} - 0,07 \times 200 = 14 \text{ кг}$.

Таблица 9.8

Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, кгс/см ²	Номер равнопрочной секции в отдельно спускаемой части (снизу-вверх) (см. т. 9.4)	Давление опрессовки труб равнопрочных секций на поверхности, кгс/см ²
				отдельно спускаемой частью	цементного кольца	отдельно спускаемой частью	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементир.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондуктор	1		1,1	-	75	-					
2	Техническая	1		1,10	-	133	-				1	
3	Эксплуатационная	1		1,0	-	172	-				1	

9.2. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Таблица 9.9

Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл.5.2. гр.2)	Способ цементирования: (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные по каждой ступени цементирования					
			номер в порядке спуска(см. табл.5.2)	Интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступни цементирования	высота цементного стакана, м	название порций тампонажного раствора	Интервал глубины цементирования, 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	250	-	1	-	API-10A	0	250
2	Техническая	прямой	1	0	800	-	1	10	API-10A	0	800
3	Эксплуатационная	прямой	1	0	2000	-	1	10	API-10A	0	2000

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 и название	Объем порции, м ³	Плотность, г/см ³	Пластическая вязкость, сп	Динамическое напряжение сдвига, мге/см ²	Время начала схватывания, мин	Время ОЗЦ, час
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	1	буферная	1,0	1,01				
				тампонажная	17,0	1,89	< 20	30-35	>90	24
				продавочная	16,9	1,10				
2	Техническая	1	1	буферная	2,0	1,01				
				тампонажная	12,6	1,50	< 20	30-35	>90	24
				тампонажная	7,0	1,89	< 20	30-35	>90	24
				продавочная	31,0	1,10				
3	Эксплуатационная	1	1	буферная	2,0	1,01				
				тампонажная	26,4	1,50	< 20	30-35	> 90	24
				тампонажная	9,0	1,89	< 20	30-35	>90	24
				продавочная	13,6	1,11				

Таблица 9.11

Компонентный состав жидкости для цементирования и характеристика компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2. гр.8)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл.5.2. гр.8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип и название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонентов, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кондуктор	1	1	тампонажный	API-10A «класс G» «тяжелый цемент»	3,14			1319
2	Техническая	1	1	тампонажный	API-10A «класс G» «легкий цемент»	2,6			724
					Бентонит	2,6			18
			2	тампонажный	API-10A «класс G» «тяжелый цемент»	3,14			1319
3	Эксплуатационная	1	1	тампонажный	API-10A «класс G» «легкий цемент»	2,6			724
					Бентонит	2,6			18
			2	тампонажный	API-10A «класс G» «тяжелый цемент»	3,14			1319

Таблица 9.12

Гидравлические сопротивления в конце цементирования

Наименование цементируемой обсадной колонны, секции, ступени	Интервал цементирования, м	Принятая скорость восходящего потока, м/сек.	Необходимая производительность агрегатов, л/сек.	Плотность, г/см ³		Давление, кгс/см ²					
				тампонажного раствора	продавочной жидкости	разность давлений в затрубном пространстве и трубах	в трубах	в кольцевом пространстве	на цементировочной головке	на забое	гидро-разрыва
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор	0-250	1,4	55	1,89	1,1	10,0	4	6	20	40	47
Техническая	0-800	1,5	30	1,60	1,10	40,0	24,0		64,0	128,0	160,0
Эксплуатационная	0-2000	1,4	22	1,60	1,11	100,0	36,0		136,0	320,0	400,0

Таблица 9.13

Схема обвязки и потребности в цементируочных агрегатах

Номер ступе- ни в поряд- ке спуска	Номер части колон ны	Номер ступе- ни цементи- рования	Интервал, м		Номер схемы обвязки цементир- овочной техники	Потребное количество ЦА										
			от (верх)	до (низ)		основных								дополнительных		
						тип	всего	в том числе для						тип	всего	в т.ч. резерв
								затворе- ния	перемешива- ния	зака- чки	продав- ки	вода	резер- ва			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	1	0	250		SJX5341T SN70-30	3	2		2	2	-	1			
2	1	1	0	800			3	2		2	2	-	1			
3	1	1	0	2000			7	3			5	2	-	1		

Таблица 9.14

Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колон-ны в поряд-ке спуска	Но-мер ча-сти коло-нны	Но-мер ступе-ни цемен-тиро-вания	Интервал, м		Потребное количество												
			от (ве-рх)	до (низ)	Смесительных машин				Цементовозов				Автоцистерн				
					тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для		тип	всего	в т.ч. для доставки жидкости		
							тампо-нажа	тампо-нажа			тампо-нажа	тампо-нажа			буфер-ной	затворе-ния	прода-воч-ной
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	250	RA5*6 MISSION5* 6*11	2	1	1	RA5*6 MISSION 5*6*11	2	1	1					
2	1	1	0	800		3	2	1		3	2	1					
3	1	1	0	2000		4	2	2		4	2	2					

Таблица 9.15

Потребное количество цементирующей техники для цементирования обсадных колонн

№ п/п	Название или шифр	Потребное количество										Суммарное на скважину
		номера колонн (см. табл. 5.2. гр.1)										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	RA5*6 MISSION5*6*11	2	2	4								4
2	SJX5341TSN70-30	3	3	7								7
3	BACS-260-100	-	1	1								1
4	СКЦ-2М	-	1	1								1
5	АСЦПР-42	-	1	1								1

Примечание: АСЦПР-42 доставляют на буровую за 24 часа до начала цементирования.

Таблица 9.16

Количество материалов потребное для цементирования обсадных колонн

№ п/п	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Ед. изм	Потребное количество										Суммарное на скважину
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	API-10A «класс G» «легкий цемент»	Ст. API	т	-	9,1	19,1								28,2
2	API-10A «класс G» «тяжелый цемент»	Ст. API	«	22,4	9,2	11,9								43,5
3	Бентонит	-“-	«	-	1,0	0,6								1,6

9.3. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 9.17

Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, мПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования и ПВО	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, мПа	Масса, т	
номер в порядке спуска	название	после установки	перед вскрытием напорного горизонта					единицы	суммарная
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	7,5	-	ПУГ FH35-35/35 Двухплащечный превентор 2FZ 35-35	ГОСТ 13862-2003 Стандарты API 6A «Устьевая и фонтанная арматура»	1	35	6,35	6,35
					ГОСТ 13862-2003 Стандарты API 6A «Устьевая и фонтанная арматура»	1	35	6,02	6,02
2	Техническая	9,0	-	ПУГ FH35-35/35 Двухплащечный превентор 2FZ 35-35	ГОСТ 13862-2003 Стандарты API 6A «Устьевая и фонтанная арматура»	1	35	6,35	6,35
					ГОСТ 13862-2003 Стандарты API 6A «Устьевая и фонтанная арматура»	1	35	6,02	6,02
3	Эксплуатационная колонна	11,5	-	то же	то же	то же	то же	то же	то же
				КГ-35-168x245	ГОСТ 30196-94	1	35	1,5	1,5
				АФЗ-65/65Х35	ГОСТ 13846-2003	1	35	1,38	1,38

Примечание: Допускается использование ПВО других фирм соответствующих размеров и рабочих давлений.

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

10.1. ИСПЫТАНИЕ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Таблица 10.1

Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ИСПЫТАНИЕ С ГЕОФИЗИЧЕ- СКИМИ ИССЛЕДОВА- НИЯМИ)	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 organiz ации	для геофизическ их организации
			нормативное время, ч			всего на объект, сут	нормативное время, ч		всего на объект, сут		
			проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл.3 Вр.УСНВ	испытание (опробование) по табл.2 Вр.УСНВ		ожидание притока по табл.21 СНВ на ПГИ	Испыта- ние опрова- ние) по табл.2, 21 СНВ на ПГИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
В открытом стволе предусматривается испытание объектов в случае выявления прямых и косвенных признаков нефтегазоносности по керну или ГИС.											

Таблица 10.2

Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

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

Таблица 10.3

Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номера объекта	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1300	1490	(MDT)	5 (замер давления) 5 (точек отбора проб)	1,0	1	"Сметные норм времени на испытание объектов скважин с применением испытателей пластов".

10.2. ИСПЫТАНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Таблица 10.4

Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифто- вой ко- лонне (снизу- вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса		
				номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	тол- щина стенки, мм	теоретиче- ская масса 1 п.м, кг/м		теоретич- еская	плюсового допуска к=1,036	прочности		
		на рас- тяже- ние	на избыточное давление											
			от (верх)									до (низ)	наруж- ное	внутре- нее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	0	1960	73.0	НКТ	J-55	5.5	9.45	1960	18.52	19.18	1.51	>1.15	>1.5

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

Таблица 10.5

Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испыта- ния	Интервал установки мостов, м		Характеристика жидкости										
	от (верх)	до (низ)	Назва- ние или тип	Объем пор- ций, м³	Плот- ность, г/см³	Пластиче- ская вязкость	Динамическое напряжение сдвига, мгс/см²	Составляющие компоненты:					
								название	плот- ность, г/см³	влажнос- ть, %	сорт	удельный расход на 1 м³ раствора, кг	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1950	1980	цем. р-р	1,23	1,89	<20	30-35	API-10A «класс G»	3,14			1319	1,62
2	1900	1930	-«-	1,21	1,89	<20	30-35	-«-	3,14			1319	1,60

Таблица 10.6

Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт	Продолжительность работы, час
1	2	3	4
1	SJX5341TSN70-30	1	8
2	SJX5341TSN70-30	1	8

Таблица 10.7

Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Единицы измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	API-10A «класс G» цемент»	API-10A	тн	1,62
2	API-10A «класс G» цемент»	API-10A	тн	1,62

Таблица 10.6

Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сутки	
			процесса операция	суммарная по объекту
1	2	3	4	5
1 объекты	Подготовительные работы	т.22 "ССНВ"	0,1	4,6
	Шаблонирование колонны	т.22 "ССНВ"	0,1	
	Спуск ВСО +перфорация	т.22 "ССНВ"	0,3	
	Испытание (3 режима)	т.3 "ССНВ"	2,5	
	СКО	т.24 "ССНВ"	1,5	
	Работы после интенсификации	т.23 "ССНВ"	0,1	
	Итого:		4,6	
2 объекты	Спуск ВСО +перфорация	т.22 "ССНВ"	0,5	4,7
	Испытание (вызов притока + ГГДИ)-3 режима	т.3 "ССНВ"	2,5	
	СКО	т.24 "ССНВ"	1,5	
	Работы после интенсификации	т.23 "ССНВ "	0,2	
	Итого::		4,7	
Суммарная по объекту			9,3	

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

Таблица 10.7

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	Кол-во		
1	2	3	4	5	6
Опрессовка ФА на устье скважины.	"СНВ на работу и дежурство спец-техники"	SJX5341TSN70-30	1	1,5	1,5
Опрессовка колонны, колонной головки и ФА		SJX5341TSN70-30	1	1,74	1,74
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		SJX5341TSN70-30	1	1,96	1,96
Тех.вода на полимерный раствор, плотность – 1,19г/см ³		SJX5341TSN70-30	1	4,27	4,27
Дежурство при перфорации обсадной колонны	т. 3	SJX5341TSN70-30	1	50,8	50,8
Смена полимерного раствора на техническую воду	т. 3		1	2,9	2,9
Промывка скважины после перфорация очистки забоя	т. 3	SJX5341TSN70-30	1	8	8

Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительно сть работ для одного объекта, ч	Продолжи- тельность работы, ч
		тип	Кол-во		
1	2	3	4	5	6
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	SJX5341TSN70-30	1	11,5	11,5
Вызов притока	т. 3	SJX5341TSN70-30	1	19,5	19,5
Задавка скважины		SJX5341TSN70-30	1	12,8	12,8
Установка цементных мостов		SJX5341TSN70-30	1	6	6,0
Итого на работу:					120,97

Примечания:

1. На время освоения предусмотреть дежурство SJX5341TSN70-30.
2. Расчет продолжительности работы агрегатов приведен для одного интервала испытания.

Таблица 10.8

Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1-2	Вода (для смены бурового раствора на воду и промывку - 2 цикла)	Местный	м ³	162

Примечание: Допускается применение аналогичных агрегатов.

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 м³ жидкости для образования трещин в пласте (мини ГРП);

2. введение в полученные трещины жидкость-песконоситель (сшитый гель) с песком (проппант) для сохранения их в открытом состоянии (основной ГРП). В зависимости от ее вязкости или удерживающей способности песка для однократного разрыва о ее составляет 20-50 м³, оптимальную концентрацию проппанта в жидкости определяется опытным путем;

3. закачка продажной жидкости для введения оставшегося в НКТ сшитого геля в трещины пласта.

Порядок проведения 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 основной 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 – 3 шт.; мак. давление – 700 атм.;

4) Насосная установка модели 2250 НР – 1 шт. (резервный); мак. давление – 700 атм.;

- 5) Цементируочный Агрегат SJX5341TSN70-30;
- 6) Песковозы вместимостью до 30 тонн;
- 7) Емкости для приготовления жидкости ГРП в объеме до 80 м³ каждая.

Таблица 10.9

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	60 м ³	240 м ³	40 тн.	15	60	60

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

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Бурение поисково-разведочной скважины начинают проверенным инструментом и спуско-подъемным оборудованием. Неразрушающий 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 1200 час.

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

Таблица 11.1

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

Название обсадной колонны	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, ч	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	1	250	450 1500	УБТС-177,8 ТБПК-127	4 25	Трубные и замковые резьбы	4,8 2,7	1,36 5,32
Техническая	2	800	450 1500	УБТС-177,8 ТБПК-127	6 80	Трубные и замковые резьбы	4,8 2,7	1,36 5,32
Эксплуатационная	2	2000	450 1500	УБТ-165,1 ТБПК-127	16 200	Трубные и замковые резьбы	4,8 2,7	1,6 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, мПа	Источник норм времени	Продолжительность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов нагнет. Линия, блок задвижек, шланг		SJX5341TSN70-30	1	На раб. давление	ЕНВ	1,53 (92мин.)
Кондуктор	Обсадная колонна и устьевое оборудования	250	SJX5341TSN70-30	1	75	ЕНВ	1,53 (92мин.)
Техническая	Обсадная колонна и устьевое оборудования	800	SJX5341TSN70-30	1	121	ЕНВ	1,53 (92мин.)
Эксплуатацион-ная	Обсадная колонна и устьевое оборудования	2000	SJX5341TSN70-30	1	180	ЕНВ	1,53 (92мин.)

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

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

12.1. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные приказом МЭ РК от 15.06.2018 г. № 239:

190. «Выбор типа буровой установки производится, исходя из максимально допустимой рабочей нагрузки на крюке от веса бурильной колонны в воздухе или веса наиболее тяжелой обсадной колонны и ее секции. ...»

Выбор типа буровой установки производим по основному параметру – грузоподъемности.

Общая масса бурильной колонны, необходимой для бурения скважины с проектной глубиной 2000 м (расчетные данные) – 71,34 т.

С учетом коэффициента запаса грузоподъемности – грузоподъемность буровой установки должна быть не менее:

$$71,34 \times 1,4 = 99,87 \text{ тонн}$$

Таким образом, класс буровой установки должен быть с допустимой нагрузкой на крюке – 99,87 тонн. Выбор буровой установки осуществляется в соответствии с горно-геологическими, технико-технологическими условиями бурения.

В соответствии с фактическими конструкциями и достигнутыми технико-экономическими показателями на месторождении бурение скважин рекомендуется вести установкой грузоподъемностью не менее 99,87 тонн. Буровая установка ZJ-30 или аналог должна быть укомплектованы механизмами для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания бурового раствора и дополнительными емкостями для резервного объема раствора. В зимнее время предусматривается оснащение буровых котельной. Буровые насосы, входящие в комплект вышеназванной буровой установки, должны обеспечивать качественную промывку скважины и оптимальный режим работы забойных двигателей.

12.2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К БУРЕНИЮ СКВАЖИНЫ (СКВАЖИН)

Таблица 12.1

Объем подготовительных работ к бурению скважин (скважин)

№ п/п	Наименование работ	Един. измерен.	Объем работ	№ таблиц по ЕРЕР-49	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Планирование площадки под буровую и поселок механизированным способом: а) при монтаже б) при демонтаже	1000 м ² 1000 м ²	16,5 16,5	49-1 49-5	
2	Рытье траншей экскаватором под линейный водопровод глубиной 2 м.	100 м	3	49-40	
3	Прокладка водопровода и засыпка ранее вынутым грунтом.	100 м	3	49-40	
4	Линии электропередач: а) установка металлических опор и осветительных линий. б) подвеска алюминиевых проводов.	100 м 100 м	2,6 2,6	49-229 49-233	
5	Пожарные гидранты.	шт	2	СУСН-8 т.232-1	
6	Деревянные ящики для задвижек и гидрантов.	шт	2	49-188	
7	Подготовка подъездных путей к буровой (срезка барханов, засыпка углублений).	100 м ²	200	49-3,7	

№ п/п	Наименование работ	Един. измерен.	Объем работ	№ таблиц по ЕРЕР-49	Примечание
1	2	3	4	5	6
8	Переезд через кюветы.	1 пер.	2	49-139	
9	Заземление вагончиков.	шт	2	49-895	

Таблица 12.2

Монтаж бурового станка ZJ-30

№ п/п	Наименование оборудования	Един. изм.	Характеристика	К-во
1	2	4	5	6
1.1	Бур установка на прицепе	уст.		1
	Завод изготовитель:		Китай	
	Модель:		ZJ-30	
	Оценочная глубина бурения с 5" БТ		3000 м	
	Максимальная нагрузка на крюк:		180 тонн	
	Максимальный вес бурильной колонны:		90 тонн	
	Диаметр талевого каната:		28 мм	
	Механизм прицепа:		Буровая на базе грузовика, XD70/14 x 8, Погрузка: 65 тн	
	Размер Модуля: длина, высота, ширина, общий.		22300×3000×4491(мм) грузовика и вышки	
1.2	Буровая лебёдка	шт.		1
	Модель:		JC-30	
	Номинальная потребляемая мощность:		550 кВт/738 HP	
	Диаметр талевого каната		28 мм	
	Предохранитель кронблока		CROWN O MATIC	
	Тип основного тормоза:		BAND TYPE 528 мм x 1000мм	
	Тип вспомогательного тормоза		DISC TYPE (EATON WCB 324)	
	Максимальная тяга 1 каната		225 KN	
	Двигатель Буровой лебёдки:		2CATC15	
1.3	Мачтовая вышка	шт.	MODEL JJ 180/38-W	1
	Общая высота от пола буровой вышки		38 м CLEAR HEIGHT	
	Тип кронблока		TC 180	
	Номинальная мощность		180 т	
	Емкость подсвечника при использовании 4,5"БТ		3000 м	
	Номинальная грузоподъемность кронблока		150 т	
	Количество шкивов		6+SANDLINE SHEAVE	
	Диаметр каната		29 мм	
	Тип крепления неподвижного конца талевого каната		ZJ 200	
1.4	Подвышечное основание	шт.		1
	Модель:		DZ 180/P	
	Тип:		Платформенный тип с гидравлическим усилением	
	Высота пола:		6 м	
	Проем подротора:		4,9 м	
	Допустимая нагрузка на подсвечник		270 т	
	"-" на роторные балки		450 т	
	Тип пневматической лебедки		YJ-3; YJ-5;	
	Номинальная тяга пневматических лебедок		YJ-3= 3 т; YJ-5= 5 т;	
1.5	Стол Ротора	шт.		1
	модель:		ZP275(27½")	
	Номинальная статическая мощность		450 т	
	Предельное значение крутящего момента		27,459 KN.m	
	Максимальное число оборотов в минуту		300	
	Максимальный раствор		698,5 мм	

№ п/п	Наименование оборудования	Един. изм.	Характеристика	К-во
1	2	4	5	6
	Тип привода		CHAIN	
1.6	Блок крюка	шт.		1
	Модель		YG 170	
	Максим грузоподъёмность		170т	
	Количество шкивов		5	
	Диаметр каната		29 мм (1- ¹ / ₈ ")	
1.7	Вертлюг	шт.		1
	модель:		XSL 225	
	Номинальная мощность		225 т	
	Максимальное число оборотов в минуту		300 RPM	
	Максимальное рабочее давление		5000 PSI	
	Тип соединения		LH 6 ⁵ / ₈ "reg	
1.8	Крюк	шт.		1
	Модель:		YG170 (BLOCK HOOK com BO NATLON)	
	Нагрузка на крюк		170 т	
1.9	Талевый канат	шт.	29-6 x 129S-RL-IWEC	1
	Диаметр		289 мм (1 ¹ / ₈ ")	
	Сила на разрыв талевого каната		468 кН	
	Длина на барабане		1200 м	
2.0	Электрический привод бурового станка			
2.1.	Дизельные двигатели	шт.		2
	Тип		CAT C15	
	Мощность		385 kw	
	Максимальное число оборотов в минуту		2100	
	Средний расход горючего		3500	
2.2.	Преобразователи крутящего момента			
	Тип		ALLISON S5600	
	Количество	шт.		2
	Рабочий крутящий момент		2100 rpm	
	Максимальное число оборотов		2100 об./мин.	
2.3	Редуктор (КПП)	шт.		1
	Тип		ALLISON S5600	
	Количество скоростей		5+1R	
	Номинальное рабочее число оборотов в минуту		2100	
	Номинальное рабочее число оборотов в минуту при холостом ходе		2100	
3	Насосная система и система нагнетания бурового раствора под высоким давлением			
3.1	Буровые насосы	шт.	F-1000	1
	Тип		TRIPLEX	
	Привод		CAT-3512	
	Максимальная гидравлическая выходная мощность		1025 HP	
	Максимальное число двойных ходов в минуту		140	
	Размеры втулок, мм		180мм, 170 мм, 160 мм, 150 мм, 140 мм	
	Интенсивность подачи при 130 двойных ходах в минуту.		30 л/сек.	
	Максимальное рабочее давление		35 МПа	
	Диаметр всасывающей линии		254 мм	
3.2	Растворная линия высокого давления и стояк			
	Тип		WELDED	
	Внутренний диаметр		3"	

№ п/п	Наименование оборудования	Един. изм.	Характеристика	К-во
1	2	4	5	6
	Максимальное рабочее давление		35 МПа	
	Количество задвижек высокого давления	шт.	Растворная линия высокого давления и стояк оборудованы сливами 2" и 3" с задвижками.	3
3.3	Буровые рукава	шт.	3" x 350	1
	Внутренний диаметр		3"	
	Максимальное рабочее давление		350 МПа	
	Длина		18 м	
4	Система бурового раствора с низким давлением			
4.1	Оборудование для приготовления бурового раствора			
	Количество смесительных воронок	шт.		2
	Тип насосов для приготовления и их размер		SB 6" x 8" x 12"	
	Количество насосов	шт.		2
	Привод		ELECTRIC 75 kw	
4.2	Вибросита	шт.	SWACO LINEAR	2
	Привод		2 x 1,84 kw	
	Максимальная интенсивность подачи		65 л/сек.	
	Размер сеток		40-150	
4.3	Пескоотделитель	шт.	ZQJ-25x2	1
	Количество конусов	шт.		
	Тип подающего насоса		SB-6" x 8"	
	Привод насоса		ELECTRIC	
	Максимальная интенсивность подачи		65 л/сек.	
4.4	Илоотделитель	шт.	PDS 300x2-100x8	1
	Количество конусов			8
	Тип подающего насоса		SB-6" x 8"	
	Привод насоса		ELECTRIC 75 kw	
	Максимальная интенсивность подачи		65 л/сек	
4.5	Центрифуга	шт.		1
	Привод		ELECTRIC	
	Тип насоса		CB 6x8-55kw	
	Привод подающего насоса		ELECTRIC	
4.6	Емкости для бурового раствора			
	Общая вместимость включая пескоотделитель			200м ³
	Рабочий резервуар	шт.	V= 48 м ³	1
	Приемная емкость	шт.	V= 200 м ³	1
	Промежуточная емкость	шт.	V= 48 м ³	1
	Резервная емкость	шт.	V= 48 м ³	1
	Емкость с ловушкой для песка	шт.	V= 30 м ³	1
4.7	Емкость для приготовления тяжелого раствора	шт.	V= 30 м ³	2
4.8	Доливная емкость оборудованная центробежным насосом	шт.	V= 6 м ³	1
4.9.	Мешалки бурового раствора			
	Количество на емкость	шт.		3
	Тип		ROTATING BLADE/NM-5,5	
	Привод		ELECTRO 11kw	
4.10	Другое оборудование для бурового раствора			
	Емкость под химреагенты	шт.		1
	Доливающая линия	шт.		1
	Шламвая труба в комплекте с обратным рукавом на выкидную линию			1

№ п/п	Наименование оборудования	Един. изм.	Характеристика	К-во
1	2	4	5	6
5.0	Противовыбросовое оборудование и оборудование по контролю за скважиной			
5.1	Универсальный превентор	шт.	Chinese FH 35-35	1
	Внутренний диаметр универсального превентора		13 ⁵ / ₈ "	
	Рабочее давление		35 МПа	
	Верхнее соединение		13 ⁵ / ₈ " 5000#	
	Нижнее соединение		13 ⁵ / ₈ " 5000#	
5.2	Противовыбросовый превентор с 2-мя комплектами плашек	шт.	Chinese 2FZ 35-35	1
	Внутренний диаметр		13 ⁵ / ₈ "	
	Рабочее давление		35 МПа	
	Верхнее соединение		13 ⁵ / ₈ " 5000#	
	Нижнее соединение		13 ⁵ / ₈ " 5000#	
5.2.1	Превентор с 1 комплектом плашек	шт.		1
	Внутренний диаметр		13 ⁵ / ₈ "	
	Рабочее давление		70 МПа	
5.3	Буровая катушка	шт.		1
	Внутренний диаметр		11"	
	Рабочее давление			
	Верхнее соединение		13 ⁵ / ₈ " 5000#	
	Нижнее соединение		11" 3000#	
	Размер выпускного отверстия		73 мм	
	Тип соединения выпускного отверстия		41/16"	
	Рабочее давление выпускного отверстия		35 МПа	
5.4	Переводник - 1	шт.	Ø 11"	1
	Рабочее давление		350 МПа	
	Верхнее и нижнее соединения		Flange	
5.4	Переводник - 2	шт.	Ø 4"	1
	Рабочее давление		5000 Psi	
	Верхнее и нижнее соединения		Flange	
5.5	Контрольная система ПВО		FKQ 640-6Q	
	Количество приборов	шт.		6
	Рабочее давление системы		210 BAR	
	Тип гидравлической жидкости		Hydraulic oil	
	Количество баллонов	шт.		16
	Начальное давление в баллонах		69 BAR	
	Объем баллонов		38 л	
	Основной пульт	шт.		1
5.6	Штуцерный манифольд		JG 35	1
	Рабочее давление		35 МПа	
	Количество задвижек		10	
	Количество штуцеров		2	
	Модели штуцеров		Hydraulic	
	Рабочее давление штуцеров		35 МПа	
	Контрольная панель гидравлического штуцера			
5.7	Блок глушения	шт.	JG 35	1
	Рабочее давление		35 МПа	
	Количество задвижек		11	
	Количество оборотных клапанов		2	
5.8	Дроссельная линия	шт.		3
	Внутренний диаметр линии		114 мм, 180 мм	
	Рабочее давление		35 МПа	
	Количество задвижек		3	
	Рабочее давление задвижек		35 МПа	

№ п/п	Наименование оборудования	Един. изм.	Характеристика	К-во
1	2	4	5	6
	Соединение задвижек		Flange	
5.9	<u>Линия глушения</u>	шт.	$\varnothing 3''$	1
	Рабочее давление линии		5000 Psi	
	Количество задвижек		2	
	Рабочее давление задвижек		5000 Psi	
5.10	<u>Вакуумный дегазатор</u>		no	
5.11	<u>Другое оборудование по контролю за скважиной</u>			
	Предохранительные клапаны бур. колонны	шт.		2
	Верхняя задвижка над ведущей бурильной трубой	шт.		1
	Нижняя задвижка над ведущей бурильной трубой	шт.		1
	Оборудование для опрессовки ПВО			1
	Размер линии системы управления и рабочего давления		1" 210 BAR	
	Сепаратор бурового раствора и газа	шт.		1
	Отводная линия	шт.		1
6.0	<u>Силовая установка</u>			
6.1	<u>Комплекты двигателей с генераторами переменного тока</u>	шт.	VOLVO TAD 1232GE2	2
	Номинальная мощность генератора		300 kw	
	Выходное напряжение		375 kva	
	Частота		50 HZ	
	Модель генератора		TAD 1232GE	
	Привод		VOLVO	
6.2	<u>Запасной генератор</u>	шт.	1103A-33TG1	1
	Номинальная мощность генератора		40 kw	
	Выходное напряжение		320 kva	
	Модель генератора		VILSON	
6.3	<u>Силовой агрегат (ПУМ)</u>	шт.		1
6.4	<u>Воздушные компрессоры</u>	шт.	ROTARY LS-12	1
	Производительность компрессора	шт.	5,5 м ³	
	Давление нагнетания		10 BAR	
	Привод компрессора		ELECTRIC37KW	
	Воздухосборник	шт.	2 м ³	2
	Объем воздухосборника		2 м ³	
	Рабочее давление воздухосборника		30	
	Сушилка	шт.		1
7.0	<u>Оборудование буровой вышки</u>			
7.1	<u>Элеваторы</u>			
	- для БТ 5" и всех УБТ	шт.	CD 200, 18" CENTER LATCH	2
	Нагрузка		250 т	
	- для колонны 12 ³ / ₄ "	шт.	CD 200, SIDE DOOR	3
	Нагрузка		200 т	
	- для колонны 9 ⁵ / ₈ "	шт.	CD 250 SIDE DOOR	3
	Нагрузка		250 т	
	- для колонны 7"	шт.	CD 250, SIDE DOOR	3
	Нагрузка		250 т	
	- для колонны 6 ⁵ / ₈ "	шт.	CD 250, SIDE DOOR	3
	Нагрузка		250 т	
	- для БТ 3 ¹ / ₂ " и УБТ 4 ³ / ₄ "	шт.	CD 250, SIDE DOOR	3
	Нагрузка		250 т	
	- для НКТ 2 ⁷ / ₈ "	шт.	CD 250, SIDE DOOR	3
	Нагрузка		250 т	

№ п/п	Наименование оборудования	Един. изм.	Характеристика	К-во
1	2	4	5	6
7.2	<u>Клинья</u>			
	- для БТ 4½"	шт.		2
	- для УБТ	шт.	WT 6¾" x 8½"	3
	- для УБТ	шт.	WT 5½" x 7"	3
	- для колонны 9½"	шт.		
	- для колонны 7"	шт.		
	- для колонны 6½"	шт.		
7.3	<u>Предохранительные хомуты</u>	шт.		
	Размер		WA 5½" x 7", WA 7½" x 8½"	1
7.4	<u>Штропы элеватора</u>	шт.	TQ 340-35	1
	Диаметр колонны		3" x 7" и 3" x 96"	
	Пропускная способность		250 т	
7.5	<u>Ручной и гидроприводной ключ</u>			
	- ручной роторный ключ	шт.	"B"D-Q89-432/90	2
	Размер		9½"	
	- ручной ключ для обсадной колонны	шт.	"B" Q 648/35	2
	Размер		13¾"	
	- гидроприводной роторный ключ	шт.	Q 250 PIPE SPINNER	1
	размер		4½"	
	- гидроприводной ключ для обсадной колонны	шт.	TQ 340	1
	Размер		13¾"	
7.6	<u>Подъемные переводники</u>			
	- для УБТ 9½"	шт.		1
	- для УБТ 8"	шт.	Тип соединения 6 5/8" REQ	5
	- для УБТ 6½"	шт.	Тип соединения 4½" IF	10
	Подъемные переводники используются с элеваторами для БТ Ø 127 мм			
7.7.	<u>Другое буровое оборудование</u>			
	<u>Главные вкладыши ротора</u>			
	- вкладыш под ведущую бур. трубу	шт.	4¼" ROLLER BUSHING	1
	- приспособление для отвинчивания бурового долота Ø 215,9; 295 и 393,7 мм			1+1+1
	- шаблоны для долот			
	- трехточечный шаблон для стабилизатора			
	- шаблон для обсадных труб Ø 324 мм	шт.		1
	- шаблон для обсадных труб Ø 244,5 мм	шт.		1
	- шаблон для обсадных труб Ø 168,8 мм	шт.		1
	- шаблон для обсадных труб Ø 177,8 мм	шт.		1
	- вставной ключ для вкладышей	шт.		1
	- штропа БТ	шт.		1
	- предохранитель от разбрызгивания бурового раствора	шт.		1
	- приспособление для чистки бурильных труб	шт.		1
8.0	<u>Бурильная колонна и вспомогательное оборудование</u>			
8.1.	<u>Спецификация бурильных труб</u>			
	- Бурильная труба Ø 4½"	м		9,4
	Наружный диаметр		114 мм	
	Вес		16,6# FT	
	Удельный вес GRAGE "G"105			
	Наружный диаметр замка		6¼"	
	Тип соединения		4½" IF	
	Общая длина БТ	м		3000
	- Бурильная труба Ø 3½"	м		9,3
	Наружный диаметр		4½"	

№ п/п	Наименование оборудования	Един. изм.	Характеристика	К-во
1	2	4	5	6
	Удельный вес		228 кг	
	Наружный диаметр замка		6 ⁵ / ₈ "	
	Тип соединения		NC 46 6 ¹ / ₄ "	
	Средняя длина БТ	м		9,3
	Общая длина комплекта БТ	м		3000
8.2	Бурильные трубы с утолщенной стенкой			
	Наружный диаметр		4 ¹ / ₂ "	
	Вес		42# FT	
	Удельный вес	т		2
	Наружный диаметр замка		6 ¹ / ₄ "	
	Тип соединения		4 ¹ / ₂ " IF	
	Средняя длина БТ	м		9,4
	Количество	шт.		8
8.3.	Утяжеленный бурильные трубы			
	- УБТ Ø 9 ¹ / ₂ "	шт.		20
	Внешний диаметр		9"	
	Внутренний диаметр		6,8"	
	Тип соединения		6 ⁵ / ₈ "	
	- УБТ Ø 8"	шт.		10
	Внешний диаметр		8"	
	Внутренний диаметр		3"	
	Тип соединения		6 ⁵ / ₈ " REQ	
	- УБТ Ø 6 ¹ / ₂ "	шт.		20
	Внешний диаметр		6 ¹ / ₂ "	
	Внутренний диаметр		3"	
	Тип соединения		4 ¹ / ₂ " IF	
8.4	Ведущая бурильная труба			
	Тип	шт.	SQUARE	8
	Размер		4 ¹ / ₄ "	
	Внутренний диаметр		73 мм	
	Длина	м		9,4
8.5	Комплект переводников			
	- разъединительные переводники ведущей трубы			
	- долотные переводники			
	- переводники бурильной колонны			
	- промывочные головки для обсадной колонны			
8.6	Стабилизаторы Ø 215,9 мм		2SETS OF3	
8.7	Другое			
	-седла для каротажных инструментов			
9.0	Записывающее и контрольное оборудование (приборы)	шт.		
9.1	Датчики			
	- датчик веса	шт.		1
	- датчик крутящего момента на роторе	шт.		1
	- датчик скорости вращения на роторе	шт.		1
	- датчик давления стояка	шт.		1
	- датчик крутящего момента ключа для бурильных труб	шт.		1
	- датчик бурового насоса	шт.		1
	- датчик уровня бурового раствора	шт.		1
9.2	Пульт бурильщика		ZJ 30	1
9/3	Оборудование для инклинометрии		Single shot	1
	- часы		8 ⁰ ; 16 ⁰ ;	

№ п/п	Наименование оборудования	Един. изм.	Характеристика	К-во
1	2	4	5	6
	- каротажный кабель			
10.0	Ловильные инструменты			
	- овершот внешний	шт.	$\varnothing 7\frac{7}{8}"$	1
	- овершот внешний	шт.	$\varnothing 168$ мм	1
	- метчик 89-103	шт.	4"	1
	- метчик 57-70	шт.	4"	1
	- наддолотный шламометаллоуловитель, внешний	шт.	$\varnothing 279$ мм	1
	- наддолотный шламометаллоуловитель, внешний	шт.	$\varnothing 7\frac{3}{4}"$	1
	- фрезерный башмак, внешний	шт.	$\varnothing 270$ мм	1
	- фрезерный башмак, внешний	шт.	$\varnothing 200$ мм	1
	- шламоуловитель с обратной промывкой с магнитом, внешний	шт.	$\varnothing 7\frac{3}{4}"$	1
	- разъединительный переводник	шт.		1
	- ловильный ясс	шт.	4 $\frac{1}{2}"$	1
11.0	Другое оборудование буровой			
	- Емкость под воду с встроенной расходной емкостью и 2 центробежными насосами		V= 60 м ³	1
	- Основная емкость под ГСМ (дизель)		V= 30 м ³	1
	- Емкость под ГСМ разделенная на отдельные секции		V= 25 м ³	1
	- труба для шурфа под двухтрубку	шт.		1
	- труба под ведущую бурильную трубу	шт.		1
	- набор сварочного оборудования	шт.		1
	- набор оборудования для газорезательной установки	шт.		1
	- кабелерезка	шт.		1
	- прибор для ремонта цепного привода	шт.		1
	- съемник седел клапанов буровых насосов	шт.		2
	- набор инструментов для инклинометрии	шт.		2
	- устройство для подъема и установки ПВО	шт.		1
	- водные насосы	шт.		2
	- оборудование лаборатории по бур. раствору	шт.		2
	- инструмент для монтажа и ремонта станка	шт.		3
	- паровой котел	шт.		1
	- набор зимних материалов для бурового станка и поселка	шт.		1
	- водяная емкость для парового котла	шт.	V= 20 м ³	1
	- водяная емкость для парового котла	шт.	V= 4 м ³	1
	- оборудование для местной связи			
	- средства дальней связи			
	- компьютер			
	- принтер			
	- копировальная машина			
	- факс			
12.0	Рабочие и складские помещения			
	- помещение бурильщика	шт.		1
	- комната для проведения собраний	шт.		1
	- вагон электрика/сварщика	шт.		1
	- дизельный цех	шт.		1
	- машинный зал	шт.		1
	- комната средств пожарной безопасности	шт.		1
	- вагончик лебедочный	шт.		1
	- лаборатория для анализа бур. раствора	шт.		1

№ п/п	Наименование оборудования	Един. изм.	Характеристика	К-во
1	2	4	5	6
	Склады (контейнеры 20 и 40 футов)	шт.		2
13.0	Техника			
	- кран грузоподъемностью 16-25 т	шт.		1
	- погрузчик вилчатый грузоподъемностью 6-8 т	шт.		1
	- дежурная вахтовка для бригады	шт.		1
	- легковая техника	шт.		2

Таблица 12.3

Спецификация конструктивных узлов вышки и привышечных сооружений

№ п/п	Наименование работ	Един. измер.	Кол- во	Примечание
1	2	3	4	5
1	Обшивка балкона верхового рабочего прорезиновой тканью.	Балкон	1	
2	Обшивка рабочей площадки прорезиновой тканью	площадка	1	
3	Монтаж помещения для бурового мастера и офиса	к-т	2	
4	Монтаж помещения для смены одежды	к-т	1	
5	Сарай для насоса (каркас металлический, обтянут прорезиненной тканью 14,5 м·10 м·3,0 м).	сарай	1	
6	Электромонтаж помещения.(вагончиков)	к-т	3	
7	Лестницы на буровой установке согласно схеме:			
	- для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	шт	1	
	- для прохода с тягача-платформы на поверхность земли	шт	2	
	- для прохода с рабочей площадки на циркуляционную систему	шт	1	
	- для прохода с циркуляционной системы и доливной емкости на поверхность земли	шт	4	
	- для прохода с рабочей площадки на платформу	шт	2	
8	Сарай для хранения химреагентов 6 м·4 м·2.5 м (каркас 7бсловический, полы деревянные, обтянут прорезиненной тканью)	сарай	1	
9	Трубные стойки (через 10 м), забетонированные в земле для крепления манифольда насоса, линии ПВО (20 м+30 м+30 м):10	шт	8	
10	Оттяжки к вышке с устройством якорей	шт	4	

Таблица 12.6

Фундаменты под буровые оборудования

№ п/п	Наименование работ	Един. измер.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5
1	Фундамент из железобетонных плит 6 м·2 м·0,2 м под:	плита		
1.1	- вышечный блок	-«-»	2	
1.2	- тягач- платформу	-«-»	8	
1.3	- водяные емкости	-«-»	4	
1.4	- доливную емкость и емкость для гидромата	-«-»	3	
1.5	- емкости циркуляционной системы	-«-»	10	
1.6	- блок приготовления бурового раствора	-«-»	2	
1.7	- буровые насосы и приводы к ним	-«-»	5	
1.8	- контейнеры с компрессорами и с дизель генераторами	-«-»	3	

Таблица 12.6

Конструктивные узлы привышечных сооружений для дополнительного оборудования

№ п/п	Наименование	Характеристика конструктивных узлов	Кол-во един.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Фундамент под АППЖ и два дегазатора	основание – 1,5 т	3	
2.	Фундамент под нагнетательную линию	бутобетон	10	
3.	Основание под блоки топливомаслоустан.	Брусья, м ³	6	
4.	Площадки для обслуживания дегазаторов, АППЖ, глины	деревянные	6	
5.	Основания под емкости: а) до 20 м ³ б) до 50 м ³	подкладки -«-	2 2	
6.	Основания под емкости: а) до 20 м ³ б) до 50 м ³	осн. 1 т осн. 1,5 т	4 3	
7.	Бутобетонные полы	15 м ³		
8.	Сарай для дополн. Оборудования	деревянные	100 м ²	
9.	Навесы	-«-	2	
10.	Сарай-склад	деревянный	192 м ³	
11.	Разбивка бутобетонных фундаментов	-«-	59 м ³	
12.	Транспортировка механизмов на 40 км		1 к/т	
13.	Обвязка водяной скважины трубопроводами		1 обв.	

Таблица 12.7

Монтаж оборудования для испытания скважины

№ п/п	Наименование работ	Един. измер.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5
1	А-50	к-т	1	
2	Устройство оттяжек с якорями к мачте А-50	шт	4	
3	Дизель генератор 50 кВт	к-т	1	
4	Прожектор	-«-	4	
5	Трапные установки высокого и низкого давлений	-«-	1/1	
6	Факельная линия 73 мм	м	50	
7	Выкидная линия 73 мм для отработки скважины	м	50	
8	Задвижки Ø80 мм высокого давления на линиях	шт	4	
9	Емкость для накопления и временного хранения пластовых флюидов	-«-	250 м ³	
10	Замерная емкость 10 м ³	-«-	1	

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1

Продолжительность бурения скважин

Продолжительность цикла бурения скважины, сут						
ВСЕГО	В том числе:					
	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и Крепление	Испытание		
				Всего	В открытом стволе	В эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7
61	10	2	35	14	-	14

Таблица 13.2

Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сут		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	1,0	0	250	-	3,0	-
2	Техническая	3,0	250	800	-	7,0	-
3	Эксплуатационная	6,0	800	2000	-	15,0	-

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

Средства механизации и автоматизации при бурении и креплении скважины должны соответствовать «Спецификации основного оборудования буровой установки». Кроме того, проектом предусматривается оснащение буровой установки при бурении скважины средствами, повышающими безопасность труда в соответствии с нормативными документами по следующему перечню:

Таблица 14.1

Средства механизации и автоматизации

№№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Приемный мост	1 к-т
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей	БУ	1 шт.
4	Противозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъема) и ограничитель нагрузки талевой системы типа ОБЛ и др.	БУ	По одному комплекту
4а	Отключатель привода буровой лебедки при перегрузке вышки, талевой системы	БУ	1 к-т
5	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1 шт.
6	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 к-т
7	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки (успокоитель типа УТК-1 и др.)	ВА	1 шт.
8	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
9	Люлька передвижная типа ПЛУ-3М для второго помощника бурильщика	ВБ	1 к-т
10	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки	ВБ	1 шт.
11	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 к-т
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 к-т
13	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 к-т, (при отсутствии в 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
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

№№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 к-т
25	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных работ с ключом и комплектом переводников по размерам труб	БУ	1 к-т (по 2 переводника на типоразмер труб)
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 уровнем)	БУ	1 к-т
30	Струбцины ("стяжка") и зажимы ("невольки") для растяжек вышек и мачт	БУ	по 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку
31	Колпачок для безопасного перемещения долот	БУ	1 к-т
32	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 к-т
34	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители, дегазаторы и др.)	БУ	1 к-т
34	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга	БУ	1 шт.
35	Устьевое противовыбросовое оборудование	БУ	1 шт.
36	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок	БУ	не менее чем на 2 заправки
37	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
38	Указатель «Открыто» – «Закрыто» к задвижке высокого давления	БУ	1 шт.
39	Демпфер (предохранитель) к манометру бурового насоса	БУ	по 1 шт. на манометр 1 шт.
40	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
41	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
42	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
43	Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
44	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос
45	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
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

№№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
56	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компрессор	1 к-т
57	поклажи для хранения баллонов с газом высокого давления	БУ	1 к-т
58	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.)	БУ	1 к-т
59	Верстак слесарный с тисками и набором слесарных инструментов	БУ	1 к-т
60	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора	электро-сварочный трансф.	1 шт.
61	Противогазы фильтрующие с запасными коробками или дыхательные аппараты фирмы «Дрэгер»	БУ	1 к-т на раб.
62	Аппарат искусственного дыхания переносной.	БУ	1 шт.
63	Аварийное освещение (аккумуляторные лампы)	БУ	2 к-т
64	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 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,МР ТУ и т.д. на изготовлен.	Кол-во, штук
1	2	3	4
1.	Перекрывающая пробка для проведения опрессовки		1
2.	Предохранительные клапаны бурильной колонны 4 $\frac{1}{2}$ " 3 $\frac{1}{2}$ "		1 1
3.	Верхняя задвижка над ведущей бур. трубой 5 $\frac{1}{4}$ "		2
4.	Нижняя задвижка над ведущей бур. трубой 5 $\frac{1}{4}$ "		2
5.	Контрольная линия системы управления и рабочих давлений 1" 3000Psi		1
6.	Датчик веса		1
7.	Датчик крутящего момента на роторе		1
8.	Датчик скорости вращения на роторе		1
9.	Датчик давления стояка		1
10.	Датчик крутящего момента ключа для бурильных труб		1
11.	Датчик бурового насоса		1
12.	Датчик уровня бурового раствора (каждого отсека емкости)		1
13.	Датчик интенсивности подачи бурового раствора		1
14.	Газовый датчик		1

Примечание: 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

№.	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
	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. Перечень мероприятий по безопасности работ с учётом климатических, сезонных и территориальных особенностей данного района: а) методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»); б) план по безопасному ведению буровых работ в) борьба с загрязнением окружающей среды г) практическое обучение и тренировка специальным приёмам по безопасности работы, до начала и во время буровых работ, включая оказание первой медицинской помощи, тушения пожаров, спасение человеческой жизни; д) первая медицинская помощь транспорт и медицинское обслуживание; е) хранение легковоспламеняемых и взрывоопасных веществ и т.д. Буровая установка и вахтовый посёлок должен быть обеспечен противопожарным инвентарем, первичными средствами пожаротушения и размещаться таким образом, чтобы обеспечивался свободный доступ к ним в любое время. Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения. В каждой смене должен быть ответственный за пожарную безопасность. Этот человек несет ответственность за текущий инструктаж всех членов смены и за средствами пожаротушения. 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: 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. 3. «Правила пожарной безопасности», утвержденные приказом МЧС РК от 21 февраля 2022 года № 55. 4. «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); 5. «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); 6. «Методические рекомендации по спуску в скважину колонны обсадных труб» (согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 4 ноября 2010 года № 39); 7. «Методические рекомендации по цементированию скважин» (согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 22 октября 2010 года № 33); 8. «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); 9. СТ РК 1746-2008 «Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин»; 10. РД 08-22-94 «Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых

№.	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
	бригад»; 11. РД 08-47-94 «Отраслевая инструкция по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов»; 12. РД 08-41-94 «Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов»; 13. Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; 14. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно – монтажных работах в бурении; 15. Инструкция по предупреждению открытых фонтанов; 16. План ликвидации возможных аварий при ГНВП; 17. Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах; 18. 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. ILO-OSH2001».

Таблица 15.2

Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
1.	Для обеспечения безопасных условий труда при бурении и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.
2.	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами 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 РК от 11 июля 2008 года № 177-п. Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в бурении скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.
3.	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады опробования для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты – противогАЗами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) – 120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 24000-26000мг/м ³ (по бензолу).
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.
5.	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах, с целью обеспечения безопасных условий труда, необходимо руководствоваться требованиями СН РК 2.04-01-2011 «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 РК 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 неосвещенных территориях для обеспечения

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
	нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок и не-отапливаемых производственных помещений, проездов следует, также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категории взрыво- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
7.	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источников света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники промышленных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
8.	В соответствии с СНиП РК 3.02-04-2009 «Административные и бытовые здания» и РД 39-22-719-82 «Нормативы санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин», строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями.

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 29338-92	электромонтер, слесарь по обл.буровой
4	Брюки утепленные	ГОСТ 29335-92	электромонтер, слесарь по обл.буровой
5	Летний костюм: куртка, полукombineзон и рубаха со съемным капюшоном	ТУ 17-08-179-83 или аналогичн.	Буровой мастер
6	Костюм для сварщиков (зимний костюм)	ГОСТ ISO 11612-2020	
7	Куртка, брюки из с пропиткой (для сварщиков, летний)	ГОСТ ISO 11612-2020	
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

№ 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
10	Валенки	ГОСТ 18724-88	всем
11	Галоши нефтеморозостойкие	ТУ 38-106227-73 или аналогичн.	всем
12	Сапоги нефтемаслозащитные	ГОСТ 12.4.137-2001	всем
13	Каска защитная, типа «Труд»	ОСТ 39-124-81 или аналогичн.	всем
14	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75	всем
15	Плащ не промокаемый	ГОСТ EN 343-2021	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.буриль-щика
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	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- тельной работы	Рабочее освещение			Аварийно сть освещени е, 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 экспериментал ьно	
9	Буровая лебедка	барабан	В	X	30	30		
11	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30		
12	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30		
13	Механизм спуска и подъема бурильных труб(МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		
14	Установка для механизации и автоматизации	Механизм захвата	Г	IX	50	50		

Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин
с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формиро- вания освещенности: Г-горизон- тальная; В-верти- кальная	Разряд и подраз- ряд зри- тельной работы	Рабочее освещение			Аварийно сть освещени е, 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
	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	VIIIb	20	50		
22	Насосное помещение. Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время см.разделителя	5
23	Дизельное помещение (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от стола	Г	VI	50	100		5
24	Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал, дистанционное управление превентором	Превентор, штурвал	В	VIIIa	30	75		
25	Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	Ivг	75	100		10
26	Цементировочная головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	50	50		
27	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30		
28	Место заряджения прострелочных и	Место заряджения	Г	Vг	75	100		

Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин
с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость форми- рования освещенности: Г-горизон- тальная; В-верти- кальная	Разряд и подраз- ряд зри- тельной работы	Рабочее освещение			Аварийно сть освещени е, 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
	взрывных аппаратов (ПВД)							
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	Х ХI	30 50 10	30 50 10	Освещенность установлена экспериментал ьно	
30	Блок-баланс	Кабель Блок-баланс	В	Х	30	30		
31	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	Х	30	30		
32	Каротажная лаборатория	0,8 м о пола	Г		75	75	Освещенность установлена экспериментал ьно	
33	Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	ХI	10	10		
34	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2		

Таблица 15.6

Средства контроля воздушной среды

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

Примечание: Допускается замена приборов контроля воздушной среды зарубежными или отечественными аналогами.

Таблица 15.7

Санитарно-бытовые помещения

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
1	Помещение для инженерного персонала - две одноместные спальни с туалетом и ванными комнатами	5
2	Помещение работающих по контракту - две одноместные спальни с туалетом и ванными комнатами	2
3	Помещение для рабочих - две двухместные спальни с туалетом и ванными комнатами	7
4	Помещение для посетителей - две одноместные спальни с туалетом и ванными комнатами	1
5	Помещение для отдыха (ТВ, видео и т.д.)	1
6	Кухня со всем оборудованием и холодильником	1
7	Столовая	1
8	Прачечная	1

Примечание: Допускается замена типов и количество санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами.

Таблица 15.8

Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.	Примечания
1	2	3	4	5
1	Огнетушители		6	пенные
2	Ящики с песком вместимостью 0,5 м ³		4	
3	Огнетушители		27	порошковые № 20
4	Ящики с песком вместимостью 1 м ³		1	
5	Огнетушители на двух колесах		2	порошковые емкостью 150 л
6	Лопаты		4	
7	Ломы		2	
8	Топоры		2	
9	Багры		2	
10	Пожарные ведра		4	

Примечание: * - На центральном пожарном щите.

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

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

1. Слом бурильной колонны или УБТ, прихват, заклинка посторонним предметом.
2. Аварийные ситуации при спуске обсадных труб.
3. Падение посторонних предметов в скважину.
4. Оставление шарошек от бурильной головки.
5. Осложнения при перфорационных, геофизических работах в скважине.
6. Нефтегазопрооявления, поглощение бурового и цементного растворов.

Таблица 16.1

Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации

Аварийные ситуации	Мероприятия		Действия персонала
	по предупреждению аварий	по ликвидации аварий	
1	2	3	4
1. Слом бурильной колонны или УБТ. Прихват бурильного инструмента.	1. При появлении вибрации бурильной колонны необходимо изменить нагрузку на долото. 2. Во время СПО не допускать посадок и затяжек бурильного инструмента свыше собственного веса более 10 тн. 3. Не превышать нагрузку на долото, нагрузку создавать 75% от веса УБТ. 4. Контролировать крутящий момент ротора. 5. При аварийных работах не создавать усилий превышающих прочности труб. 1. Периодически проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб. 2. Спуско-подъемные операции в интервалах сужений ствола скважины проводить на пониженных скоростях. 3. Бурильный инструмент в скважине не оставлять без движения более 10 минут. 4. В случае необходимости изменения в КНБК в сторону увеличения ее жесткости,	1. При помощи свинцовой "печати" определить положение головы оставленной трубы. 2. Отторцевать с помощью торцевого фрезы "голову" оставленной трубы. 3. Спуск ловильного инструмента (метчика, колокола и т.д.), соединение с оставленной трубой. 4. Интервал прихвата бурильного инструмента определить при помощи каротажа (записью ЛМ). 5. В интервале прихваченной части бурильного инструмента, согласно расчета установить нефтяную ванну с периодическим подкачиванием и расхаживанием инструмента 6. Интервал прихвата бурильного инструмента определить при помощи каротажа (записью ЛМ). 7. В интервале прихваченной части бурильного инструмента, согласно расчета установить нефтяную ванну с	1. Строго соблюдать проектную компоновку низа бурильной колонны. 2. В случае изменения компоновки низа проработать ствол скважины во избежание зарезки второго ствола. 3. Аварийно-ловильные работы в скважине производить только по плану утвержденному руководителем организации. 4. Заранее необходимо знать ожидаемые интервалы осложнений. 5. Параметры бурового раствора держать согласно ГТН. 6. При длительной остановке (рем. работы и др.) бурильный инструмент поднять выше башмака колонны. 7. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др. 8. При отсутствии бурильного инструмента в скважине, устье скважины закрывать. Использовать приспособления

Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин
с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган

Аварийные ситуации	Мероприятия		Действия персонала
	по предупреждению аварий	по ликвидации аварий	
1	2	3	4
	произвести ее поэтапное увеличение с обязательной проработкой ствола каждой компоновкой.	периодическим подкачиванием и расхаживанием инструмента. 8. После освобождения и подъема бурильной колонны вымыть нефтяную ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	исключая падение посторонних предметов в скважину.
2. Аварийные ситуации при спуске обсадных колонн.	1. Спуск обсадных колонн производить только при наличии утвержденного плана работ. 2. Интервал сужений по стволу тщательно проработать с соответствующими параметрами бурового раствора согласно ГТН.	1. В случае прихвата при спуске обсадной колонны: 1.1. Определить место прихвата. 1.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, кислотную) в зависимости от пород, залегающих в интервалах прихвата. 1.3. Периодически производить подкачку в ванну и расхаживание колонны. 1.4. В случае безрезультатности работ рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском "хвостовика".	1. Не оставлять колонну без движения на длительное время. Спуск произвести с обязательными промежуточными промывками согласно плана работ. 2. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеватора.
3. Падение посторонних предметов в скважину.	1. Ежедневно, тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления, АКБ, УМК и клинья ротора. 2. На столе ротора не оставлять инструменты и посторонние предметы.	1. Спустить магнитный фрезер или "паук", если положительных результатов нет, разбурить металл на забое в комплексе компоновки низа с металлоулавливателем.	1. Аварийно-ловильные работы выполняются по плану, утвержденному руководителем организации. 2. При производстве спуско-подъемных работ применять приспособления препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
4. Оставление шарошек от бур. головки.	1. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой. 2. Перед спуском долота в скважину произвести тщательный осмотр ее технического состояния. 3. Применять долото соответствующее твердости разбуриваемых пород. 4. Не допускать передержки долот на забое.	1. Для подъема оставленной шарошки от долота спустить "паук" или магнитный фрезер. 2. При без результативности работ произвести разбуривание шарошки при нагрузке 4-6 тн. В процессе разбурки, инструмент периодически отрывать от забоя через каждые 15 минут.	1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых работ.
5. Осложнения при ГИС и ПВР в скважине.	1. Все работы ГИС начинаются только при наличии акта о готовности бур.		1. При осложнениях в скважине с каротажными приборами или кабелем,

Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин
с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган

Аварийные ситуации	Мероприятия		Действия персонала
	по предупреждению аварий	по ликвидации аварий	
1	2	3	4
	установки и скважины. 2. Производство ПВР в скважинах при отсутствии на устье ПВО запретить. 3. При наблюдении затяжки каротажного зонда (прибора) работа прекращается. После извлечения прибора из скважины необходимо повторно подготовить скважину. 4. Перед спуском в скважину перфоратора, скважину необходимо прошаблонировать.		ликвидационные работы производятся по плану с участием представителей буровой и геофизической организаций.
6. Нефтегазопроявления, поглощение бурового и цементного раствора.	1. Снижение плотности бурового раствора от предусмотренной ГТН категорически запрещается. 2. Постоянно поддерживать в работоспособном состоянии ПВО. 3. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем бур. раствора в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения. 4. Постоянно иметь буровой раствор в циркуляционной системе в 1,5 кратном объеме скважины и запасной раствор в количестве одного объема скважины. 5. При опасности возникновения поглощений предусмотреть ввод наполнителей, установку цем. мостов и т.д. 6. При поглощении, восстановить циркуляцию только возможно минимальной производительностью насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.	1. Спустить бурильные трубы для промывки на максимально большую глубину и установить обратный клапан под квадрат, герметизировать устье и производить интенсивную промывку. 2. Дегазировать буровой раствор и выровнять параметры. 3. Если выровнять параметры невозможно, рассчитать необходимую плотность раствора для задавки газопроявления, утяжелить раствор до необходимой плотности. 4. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватопасный интервал с постоянным доливом скважины и ввести наполнители(опилки, скорлупа, резиновая крошка и др.).	1. Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии. 2. Члены буровой вахты действуют согласно расписанию по сигналу "Выброс". 3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному руководителем организации.

17. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

17.1. Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважин на месторождении Тузколь с проектной глубиной 2000 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 месторождении Тузколь по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий бурения скважин.

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

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

17.2. Ликвидация скважины

Технологические и технические решения по ликвидации скважины.

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с требованиями «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», 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 168,3 мм, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов - в этом случае скважина консервируется на период работ по обустройству, а

после расконсервации переводится в категорию добывающих. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

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

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

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

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

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

- мост №1 – 1950-1980 м – для перекрытия интервала перфорации нефтяного пласта;
- мост №2 – 1900-1930 м – для перекрытия интервала перфорации нефтяного пласта.

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

- мост №1 – 1860-1980 м – для перекрытия интервала нефтяного пласта;
- мост №2 – 800-850 м – для перекрытия башмака предыдущей колонны;

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

17.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

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

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

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

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;

- демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования предусмотренного проектом;
- установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- закачка буферной жидкости №1;
- закачка цементного раствора;
- закачка буферной жидкости №2;
- закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементирующим 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 (50-80 м 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 (50 м) 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 2х2 м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты окончания бурения.

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

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

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

Акт заверяется печатью и подписью руководства Заказчика. Проект акта о ликвидации скважины вместе с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли представляются в территориальные подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности на согласование в соответствии «Правил консервации и

ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденные Приказом Министра энергетики РК от 22 мая 2018 года № 200.

17.4. Консервация скважины

Технологические и технические решения по консервации скважины.

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

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

Предусматривается установка цементного моста в 168,3 мм колонне высотой 50 м и с подошвой моста на 10 м выше верхних отверстий перфорации. Порядок работ при установке консервационного моста аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов.

НКТ поднимается над цементным мостом не менее чем на 10 м или извлекается из колонны. Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространствах, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией в интервале 0 – 10 метров. Законсервированная скважина должна быть заполнена раствором, обработанным нейтрализатором сероводорода.

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

Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважин

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне используются тампонажные тип API-10A «класс G».

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 руб.

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

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

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

Технология и расчеты установки цементного моста

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

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

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или собственно продавочной жидкости при определении ее объема V_{Π} следует исходить из уравнений

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

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

где V_T - внутренний объем колонны заливочных труб, м^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, м^2 ; C_0 - коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости; C_1 - коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб; C_3 - коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 17.1.

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

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

где Sc - площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м^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

Коэффици- циенты	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:

$$\begin{aligned} - \text{для первой порции} \quad V_1 &= C_4 V_T + C_5 H_m S_k \\ - \text{для второй порции} \quad V_2 &= C_4 V_{II} \end{aligned} \quad (4)$$

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
1	2	3
	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

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
1	2	3
	осреднительной емкости.	
	Образование затрудняющих прокачивание зон смешения цементного раствора с глинистым раствором.	Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание.
	Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон.	То же, а также применение центраторов, эксцентриков.
	Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции.	Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консистометра с учетом температуры и давления.
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка.	Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разбурываемых или отсоединяемых хвостовиков.
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектом интервале установки моста.	Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе.	Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора.
	Смешение цементного раствора с находящейся в контакте с ним жидкостью и низкая точность его продавливания.	Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливают, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливочной колонны.
	Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта.	Снижение вязкости и СНС глинистого раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика.
	Наличие каверны или желобной выработки.	Определение объема цементного раствора с учетом фактического диаметра скважины, применение гидромониторного устройства или эксцентриков.
Недостаточная несущая способность и негерметичность моста.	Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками.	Расчет высоты моста в соответствии с условиями его эксплуатации и техническими средствами для установки.
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.

Подъемный агрегат для изоляционно-ликвидационных работ

Основным критерием выбора установки для проведения изоляционно-ликвидационных работ является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. Кроме того, параметры мобильной установки должны соответствовать ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88). Все работы по ликвидации скважин будут производиться установкой А-50.

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

Таблица 17.3

Техническая характеристика агрегата А-50

Наименование	Шифр, тип оборудования, ГОСТ, ОСТ, ТУ	Показатель
1	2	3
Допустимая нагрузка, кН		600
Мощность привода, кВт		132,4
Мачта	телескопическая наклонная	
Угол наклона в рабочем положении, град		6
Высота от земли до оси кронблока, м		22,4
Допустимая длина поднимаемой свечи, м		16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм		1040
Наибольшая статическая нагрузка на стол ротора, т		60
Диаметр проходного отверстия, мм		142
Компрессор	M155-2B5	
Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9) (ГОСТ 2914-10)	
Грузоподъемность, т		50

Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденным ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ» и согласованным с территориальными подразделениями уполномоченного органа в области промышленной безопасности, обеспечивающим выполнение проектных решений. План консервации скважины должен составляться с учетом конкретных горно-геологических особенностей разреза, содержать подробную информацию по техническому и технологическому состоянию скважины, причинах консервации, планируемых работах по оборудованию устья и ствола с указанием ответственных исполнителей. Указанные в плане сроки консервации и порядок контроля технического состояния законсервированной скважины должны соответствовать требованиям «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», утвержденные Приказом Министра энергетики РК от 22 мая 2018 года № 200.

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

Последовательность работ по консервации скважины следующая:

- заглушить скважину;
- демонтировать фонтанную арматуру и через переходную катушку на крестовину смонтировать противовыбросовое оборудование, предусмотренное проектом;
- спустить НКТ до глубины ниже интервала перфорации на 10 м, промыть скважину с обработкой раствора и доведением бурового раствора до параметров, рекомендуемых проектом;
- закачать в интервал перфорации специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- поднять НКТ до нижней границы цементного моста;
- установить консервационный цементный мост (порядок аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов).
- демонтировать противовыбросовое оборудование и смонтировать фонтанную арматуру;
- заполнить верхнюю часть скважины незамерзающей жидкостью (нефтью) в интервале 0-10 м (прямой и обратной циркуляцией закачав дизельное топливо в трубное и затрубное пространства);

- на фонтанной арматуре закрыть все задвижки, снять штурвалы, манометры, установить заглушки;
- демонтировать буровую установку;
- провести рекультивацию и планировку площадки;
- оградить устье скважины и на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, площадь (месторождение), предприятия - пользователя недр, дата (срок) консервации, произвести планировку прискважинной площадки.

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

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

Продление сроков консервации законченной бурением скважины осуществляется в порядке, установленном предприятием – пользователем недр (владельцем) и согласованном с территориальным территориальных подразделений уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности

Мероприятия обеспечиваются за счет:

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

Разборку устьевой арматуры производить после визуально установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней.

Охрана недр при ликвидации (консервации) скважины предусматривает качественное выполнение всех операций в соответствии с рабочим проектом и обеспечивается следующими мероприятиями:

- надежностью рекомендуемой конструкции;
- полной изоляцией водоносных горизонтов и разобщения горизонтов с различной минерализацией воды;
- надежным перекрытием интервалов возможных поглощений и газоводопроявлений;
- качественным проведением цементирования обсадных колонн и созданием прочного монолитного цементного камня за колоннами;
- долговечностью скважины как технического сооружения;
- изоляцией пластов-коллекторов методом установки цементных мостов в различных горно-геологических условиях;
- предупреждением межколонных проявлений и грифонообразования;
- сохранностью законсервированной скважины;
- обеспечением надежной герметизации трубного и затрубного пространства;
- соблюдением всех технологических операций в процессе ликвидации (консервации) скважины согласно плану работ.

Охрана окружающей природной среды должна обеспечиваться выполнением проектных требований по предотвращению и снижению экологически вредной деятельности, предупреждением аварий и ликвидацией последствий возможных аварий. Вопросам охраны жизни и здоровья людей необходимо уделять должное внимание при ликвидации скважины. В проекте на бурение скважины разработаны также мероприятия по охране окружающей среды, при этом требования экологической безопасности и охраны жизни и здоровья людей являются приоритетными.

В разделе проекта на ликвидацию (консервацию) скважины предусматриваются следующие меры, при выполнении которых будет обеспечена охрана окружающей природной среды:

- качественное цементирование обсадных колонн и качественное цементирование при установке цементных мостов;
- установка изоляционных цементных мостов в соответствии с конкретными горно-геологическими и техническими особенностями;
- конструкция скважины, обеспечивающая надежную изоляцию проницаемых пластов и перекрытие интервалов осложнений ствола;
- надежная герметизация трубного и затрубного пространства и недопущение различных проявлений пластового флюида на поверхность;
- недопущение грифонообразования и аварийных ситуаций, связанных с межколонными перетоками;
- предупреждение загрязнений и ликвидация мест загрязнения нефтепродуктами на отведенном земельном участке;
- оборудование устья ликвидируемой скважины в соответствии с проектными решениями;
- вывоз пластового флюида полученного при освоении скважины в специально отведенные места;
- осуществление работ только в пределах отведенного земельного участка;
- хранение химических реагентов, ГСМ, сыпучих материалов в специальной таре и в закрытых складских помещениях с твердым покрытием и 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 демонтажа и вывоза бурового и вспомогательного оборудования производство работ по ликвидации инженерной системы сбора, разбивке и удалению бетонных покрытий и фундаментов;

Осуществление перевозок по отведенным дорогам и подъездам к буровой, которые должны быть рекультивированы после завершения бурения скважины.

18. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

Технологические операции при поступлении флюида в процессе бурения

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

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

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

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

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе бурения скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлениях имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;
- запас бурового раствора (с глубины 200 м - 52 м³ и запас химреагентов для приготовления второго объема бурового раствора);
- перед подъемом бурильного инструмента предусмотрена дополнительная промывка с целью раннего обнаружения ГНВП;
- углубление скважины в интервалах, где возможно ГНВП, осуществлять в присутствии ИТР, владеющих методикой раннего обнаружения проявлений.

18.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО

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

Для предупреждения и контроля ГНВП во время СПО следует выполнять мероприятия по регулированию параметров бурового раствора (выравнивать 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 противодавления в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодавлением в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО, опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 9.17.

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

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

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

2. Геофизические работы выполняются специализированными организациями по договорам, 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 Единых правил безопасности при взрывных работах.

При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважины, требующих непосредственного взаимодействия персонала Подрядчика и Заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно утверждаемым их руководителями. Приступать к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке БУ, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и Подрядчика. При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторным устройством, обеспечивающим герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА (прострелочно-взрывная аппаратура). Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых ($\pm 10\%$) 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 $0,5-0,6 \text{ г/см}^3$, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодействия 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, возникновения ГНВП и ОФ, выполнения условий безопасности.
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии должны быть оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой (согласованной с территориальных подразделении уполномоченного органа в области промышленной безопасности и АСС).

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

18.3. Долив скважины

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

Для непосредственного периодического контроля положения уровня бурового раствора в емкостях с целью контроля тарировки поплавковых уровнемеров должна использоваться мерная рейка, градуированная через 0,25 - 0,5 м³, а емкость долива должна иметь поплавковый уровнемер с измерительной шкалой.

Первая емкость в циркуляционной системе должна иметь возможность отделяться от остальных, чтобы по поплавковому уровнемеру была возможность контролировать объем вытесняемого из скважины бурового раствора, при спуске бурильного инструмента. При подъеме бурильной колонны из скважины желоб возле устья должен быть 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 $0,3-0,5 \text{ м}^3$, при условии что в циркуляции участвуют 3 емкости. Эта сигнализация должна находиться во включенном состоянии при бурении, разного рода промывках и перерывах в работе скважины.

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

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

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

Контрольный замер объема доливаемого раствора устанавливается через каждые три операции по доливу скважины.

Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будет долито менее $0,5 \text{ м}^3$ 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 $= 2,5 \text{ см}$ и объемом $= 125$ литров; 2 деления высотой $= 5 \text{ см}$ и объемом $= 250$ литров.

18.3.1 Геофизические исследования и работы

При проведении ГТИ необходимо:

1) своевременно предоставлять партии ГТИ материалы геологотехнологических и геофизических исследований, структурные и геологические построения, каменный (в виде шлама и керна) материал по близлежащему к скважине району, об изменении технологических параметров бурового оборудования и бурильного инструмента (компоновка бурильной колонны, оснастка, забойный двигатель и втулки насоса), об изменении параметров бурового раствора, о сроках и видах ремонтных работ, об отключении электроэнергии и простоях, о длине бурильного инструмента, заходе ведущей трубы, о типе

долота, количестве и диаметрах насадок долота, а также иную информацию, для решения поставленных задач;

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

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

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

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

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

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

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

К проведению измерений при ГТИ допускается аппаратура, прошедшая метрологическую поверку (калибровку). Исполнитель ГТИ должен располагать системой базового и полевого (скважинного) метрологического обеспечения методов и аппаратуры ГТИ.

Перед началом работ на буровой начальник партии обязан провести инструктаж членов буровой бригады по правилам проведения ГТИ, касающимся вопросов монтажа датчиков ГТИ, взаимодействия персонала партии ГТИ и членов буровой бригады при осложнениях и отклонениях от заданных режимно-технологической картой параметров с регистрацией факта проведения инструктажа в журнале инструктажа под роспись всех инструктируемых.

Обо всех случаях аварийных ситуаций и отклонений регистрируемых параметров от указанных в проектной документации операторы станции ГТИ должны информировать представителей организации - владельца опасного производственного объекта и членов буровой бригады.

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

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

1) определение признаков ГНВП;

2) предупреждение аварий и инцидентов;

3) оптимизацию процесса бурения;

4) расчет поровых, пластовых давлений;

5) литологическое разделение горизонтов;

6) выделение пластов-коллекторов;

7) определение характеристики насыщения коллекторов;

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

По результатам ГТИ производится регистрация данных на диаграммах, в Рабочем журнале по проведению ГТИ, составляется акт исследований. В процессе бурения скважины более года, акт и отчет о результатах исследований составляют на исследуемый интервал.

Руководитель станции ГТИ информирует руководителя объекта, бурильщика о состоянии и результатах исследований и фиксирует в рабочем журнале по проведению ГТИ параметры отклонения и возможность возникновения инцидента или аварийной ситуации.

18.4. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Центровка вышки. На буровой установке это условие соблюдается конструкцией установки и не требует периодичности ее проведения, но во время оборудования устья необходимо проверить сносность вышки с устьем скважины.

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

3. Введение в буровой раствор смазывающих добавок.

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

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

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

- в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодях, такирах, сорах);
- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, на участках перспективного обводнения;
- на подводных переходах и в поймах рек, на переходах через железные и автомобильные дороги, в том числе на защитных футлярах и на участках трубопроводов, примыкающих к ним;
- на участках блуждающих токов;
- на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта 40 градусов Цельсия и выше;
- на участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, прокладываемых на расстоянии менее 1000 метров от рек, каналов, озер, водохранилищ, а также от границ населенных пунктов и промышленных предприятий.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

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

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

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

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

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

Оценку состояния защитных покрытий осуществляют в процессе бурения 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 бурения 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 бурения баз или цехов по теплоизоляции труб.

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

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

- на подземной части и не менее 15 сантиметров над землей - битумными мастиками или полимерными липкими лентами;
- на надземной части - покрытиями, применяемыми для защиты трубопровода от атмосферной коррозии.

18.5. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

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

- вес на крюке, т;
- нагрузка на долото, т;
- удельное электрическое сопротивление на входе и выходе, Ом/м;
- положение талевого блока, м;
- подача инструмента, м/с;
- скорость перемещения талевого блока, м/с;
- частота вращения ротора, об/мин;
- крутящий момент на роторе, кН х м;
- давление в буровом манифольде, МПа;
- число ходов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочих и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, °C,;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м³;
- газосодержание на выходе %;

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

18.6. Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами

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

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

Контролирование состояния фонтанной безопасности оговаривается Руководством по АСС.

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

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

18.8. Наличие средств дегазации, вентиляции

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

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

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

1. Аварии с бурильной колонной - слом бурильной (или утяжеленной) трубы, прихват, заклинка.

2. Аварии с обсадными трубами - прихват, полет.

3. Аварии с долотами - оставление шарошек, слом долота.

4. Падение посторонних предметов в скважину.

5. Осложнения: нефтегазоводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов:

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

5.2 Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.

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

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

5.5 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.

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

6 Прихват обсадных колонн:

- 6.1 Тщательно прорабатывать интервалы сужений.
- 6.2 Не оставлять колонну без движения на длительный срок.
- 6.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.
- 6.4 Определить место прихвата.
- 6.5 Продолжить спуск колонны.
- 6.6 Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.
- 6.7 Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).
- 6.8 Не оставлять колонну без движения на длительное время.
- 6.9 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.
- 6.10 После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.
- 6.11 В случае безрезультатности установки ванн или опасности.
- 6.12 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
- 6.13 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.
- 6.14 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
- 6.15 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

18.10. Основные требования пожарной безопасности

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

18.11. Идентификация опасностей

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

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

Главная опасность, которую необходимо учитывать на этапе проектирования бурения скважин и их 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 нефтегазопроявлениями.

Система обеспечения безопасности от возникновения открытого фонтана построена таким образом, что последний возможен только при совместном наступлении всех трех событий, характеризующихся указанными тремя группами факторов. Каждая из рассмотренных групп факторов может быть далее детализирована на факторы являющиеся причинами их появления.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ.

1.Отсутствие превенторного оборудования:

Не предусмотрено проектом: _____ 0.00000;

Не установлено перед началом бурения: _____ 0.00000;

2.Неисправность превенторного оборудования:

Негерметичность плашек превентора: _____ 0.00150;

Отказ системы управления: _____ 0.00010;

3.Разрушение обсадной колонны:

Отсутствие контроля за состоянием ОК: _____ 0.00080;

Отсутствие контроля за давлением в ОК: _____ 0.00000;

4.Отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах: _____ 0.00160;

5.Отсутствие или неисправность обратного клапана на обсадных трубах: _____ 0.00120;

ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ.

1.Поглощение бурового раствора:

Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям: _____ 0.03000;

Завышение плотности раствора: _____ 0.07000;

Несоответствие других параметров раствора: _____ 0.03000;

2.Принятие пластового давления без должного обоснования: _____ 0.10000;

3.Недостаточная плотность раствора в скважине: _____ 0.12000;

4.Недолив скважины:

При подъеме инструмента: _____ 0.08000;

При спуске обсадной колонны: _____ 0.10000;

5.Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине: _____ 0.09000;

ДЕЙСТВИЯ БРИГАДЫ.

Неправильные действия буровой бригады при бурении скважины: _____ 0.00040;

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

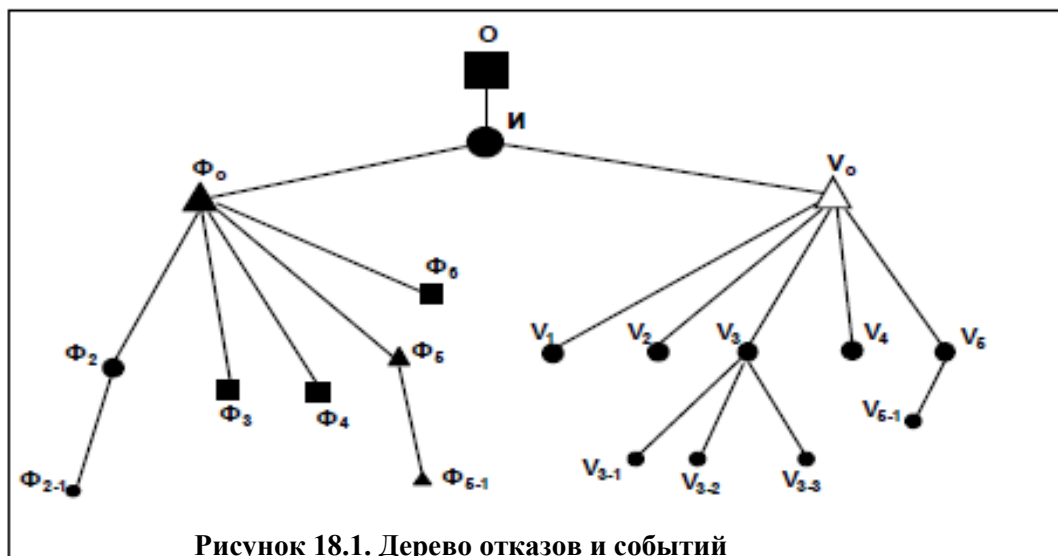
Вероятность отказа оборудования: 0.00559;

Вероятность нефтегазопроявлений: 0.47782;

Вероятность возникновения открытого фонтана: 0.00267.

Меры по предупреждению аварийных ситуаций и уменьшению степени риска

1. Контроль момента свинчивания при спуске всех обсадных колонн.
2. Опрессовка колонны 324 мм, 244,5 мм и 168 мм после истечения ОЗЦ с целью определения её герметичности.
3. Опрессовка приустьевой части (и ПВО) на расчетное давление.
4. Контроль за износом обсадных колонн 324 мм, 244,5 мм в процессе бурения из-под башмака указанных колонн.
5. Обучение работников буровой бригады, занимающих ключевые позиции и ответственных работников бурового подрядчика контролю за скважиной.



	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0,001280
И	Логическое событие	●	0,001280
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)	▲	0,003790
	Газонефтепроявления	△	0,332890
Ф ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0,000000
Ф ₁₋₁	Не предусмотрено проектом	▲	0,000000
Ф ₁₋₂	Не установлено перед началом бурения	▲	0,000000
Ф ₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0,000500
Ф ₂₋₁	Негерметичность плашек превентора	●	0,000500
Ф ₂₋₂	Неисправность системы управления ПВО	●	0,000000
Ф ₃	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0,001100
Ф ₄	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0,001100
Ф ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0,000800
Ф ₅₋₁	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0,000800
Ф ₅₋₂	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0,000000
Ф ₆	Неправильные действия буровой бригады	■	0,000300
V ₁	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0,100000
V ₂	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0,010000
V ₃	Поглощение бурового раствора	●	0,070000
V ₃₋₁	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0,020000
V ₃₋₂	Завышение плотности бурового раствора	●	0,020000
V ₃₋₃	Несоответствие других параметров раствора	●	0,030000
V ₄	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0,050000
V ₅	Недолив скважины	●	0,160000
V ₅₋₁	При подъеме инструмента	●	0,060000
V ₅₋₂	При спуске обсадной колонны	●	0,100000

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 Кодексом РК от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании». В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия. Учитывая это, требование к технологии бурения разведочных скважин в пределах блоков и задачи по обеспечению промышленной и экологической безопасности станут приоритетными.

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

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

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

Мероприятия по охране недр в процессе разведки месторождения предусматривают:

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

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

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

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

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

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

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

18.12.2 Охрана недр в процессе разбуривания площади

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

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью – $\rho = 1,1-1,12$ г/см³, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

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

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

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, незасоряющая пласт;
- в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

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

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

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

Свойства бурового раствора:

- Плотность от 1,1 до 1,12 г/см³
- Условная вязкость 40-50 сек
- Водоотдача 4-6 см³/30 мин
- Корка 0,5-1,0 мм
- pH 8-9
- Песок <2,0%

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 процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры емкостью по 3-4 м, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины. Система обработки и хранения бурового раствора, включает в себя активную емкость.

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

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

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

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

Перечень других отходов, процедуры их обработки и утилизации приведены в табл.7.3. и 7.4.

Согласно «Классификации производственных объектов и сооружений для выбора минимальных размеров санитарно-защитных зон» при бурении объектов по добыче и разведке углеводородного сырья устанавливается санитарно-защитная зона размером не менее 1000 м.

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

Для проведения буровых работ в пределах блоков земельный отвод на одну скважину составит 1,9 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 паров нефти и легковоспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможен выход и накопление паров нефти или горючего газа, огороженные подроторные пространства буровых установок.

Зона О (В-1)

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

Пространство внутри открытых и закрытых технических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества.

Зона О (В-1)

Зона О (В-1)

Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.

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

Зона О (В-1)

Зона 1 (В-1а)

Открытые пространства:

- радиусом 1,5 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:

Направление $\varnothing$ 426 мм х 10 м цементируется до устья для обеспечения сцепления между трубами и породой, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под направление и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

Кондуктор $\varnothing$ 323,9 мм х 250 м цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных проявлений при бурении под техническую колонну. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Техническая колонна $\varnothing$ 244,5 мм х 800 м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну и установки ПВО.

Эксплуатационная колонна $\varnothing$ 168,3 мм спускается на глубину 2000 м с целью разведки и пробный эксплуатаций. Эксплуатационная колонна цементируется до устья. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

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

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

18.12.4 Контроль окружающей среды

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

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан;
- Законом «Об особо охраняемых природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- 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 РК», а также другим действующим законодательством, предусматривается ряд мероприятий, обеспечивающих выполнение установленных требований охраны биологических ресурсов.

При этом:

- все буровые работы должны производиться строго в пределах отведенного участка;

- циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключаяющий его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;
- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки 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 нефти в случаях выброса и при испытании.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

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

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

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

- герметизация системы сбора, сепарации, подготовки нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;
- обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.

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

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

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

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

- атмосферного воздуха;
- сточных вод;
- почвы и грунтов;
- флоры и фауны;

- коррозионной агрессивности атмосферы;
- радиационной обстановки.

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

18.12.5 Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела являются Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (№ ҚР ДСМ-275/2020 от 15 декабря 2020 г.) и Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности (№ ҚР ДСМ-71 от 2 августа 2022 года).

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

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

3. В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных нормами радиационной безопасности работы с радиоактивными веществами Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности (№ ҚР ДСМ-71 от 2 августа 2022 года) то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

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

5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности (№ ҚР ДСМ-71 от 2 августа 2022 года) с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14мкр/час. Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при испытании и опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидемстанцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании должны соответствовать ГН СЭТОРБ (НРБ) и СП СЭТОРБ.

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

18.12.6 Рекультивация земель

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

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

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

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

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

18.12.7 Противофонтанная и газовая безопасность

Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводо-проявлений

Перед вскрытием пласта с возможным флюидопроявлением необходимо провести: - инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтепроявлений согласно «Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК», Алматы 2002 г.; проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений; учебную тревогу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием; оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую.

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

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

Запрещается углубление скважины после крепления кондуктора $\varnothing 323,9$ 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 содержания газа, воды и нефти в буровом растворе.

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

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

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

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

Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками, интервалы которых устанавливаются в зависимости от интенсивности разгазирования руководством бурового предприятия и записываются начальником (мастером) буровой в вахтовом журнале.

Работы по допуску инструмента проводятся по плану, утвержденному руководством бурового предприятия при непосредственном контроле со стороны ответственного ИТР. До поступления такого плана вахта действует согласно типовому расчету, согласованному с территориальными подразделениями уполномоченного органа в области промышленной безопасности, имеющемуся на каждой буровой.

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

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

Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении

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

При обнаружении увеличения объема раствора в приемных емкостях на 1 м^3 бурение прекратить. Инструмент приподнять над забоем, остановить буровой насос, скважину загерметизировать. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты

показания манометров на стояке и затрубном пространстве, проверено движение раствора из скважины. Объявить общую тревогу «Аварийная готовность». Начальник буровой обязан сообщить о случившемся руководству организации и организовать наблюдение за возможным грифообразованием. В течение 10 минут исследовать состояние скважины, выяснить причину увеличения объема в приемных емкостях, определить параметры ГНВП, давление в бурильной колонне и затрубном пространстве, объем притока раствора. Приступить к подготовке для ликвидации ГНВП под руководством ответственного ИТР по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия и на основе карты глушения.

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

При увеличении газосодержания в буровом растворе выше 5% по объему бурение прекратить, приступить к дегазации бурового раствора, довести раствор до требуемых параметров и продолжить углубление.

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

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

Порядок герметизации скважины при бурении:

- остановить вращение привода (ротора);
- поднять долото над на $0,7 \text{ м}$;
- зафиксировать тормоз буровой лебедки;
- остановить насос без открытия ДЗУ;
- открыть гидроуправляемую задвижку крестовины превентора на линии, ведущей к открытому дресселю;
- закрыть универсальный превентор;
- закрыть задвижку перед дресселем.
- Контроль над давлением 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 -плащечный превентор 1 раз в неделю, универсальный - 1 раз в месяц;

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

19. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ

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

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

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

19.1. Анализ и оценка степени риска при бурении скважины

Анализ риска - это часть системного подхода к принятию технико-технологических, экономических и других решений и практических мер, которые должны быть отражены в проектах на 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 нештатных 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;
 - нефтегазопроявление с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;
 - аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.
 - выявление и анализ недостатков при бурении скважин, позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения.

Разработка экологического обоснования «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) к рабочим проектам на бурение скважин учитывает особенности окружающей среды, природного и растительного мира, позволяет более рационально разместить оборудование. Проект ОВОС проходит согласование в местных органах по охране окружающей среды.

19.2. Определение степени риска бурения скважины

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

В результате этих аварий наносится огромный материальный ущерб. Начавшаяся в виде проявлений аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей. Аварии, переходящие в катастрофы, отрицательно сказываются на окружающей среде, деятельности близлежащих промышленных объектов. Особенно опасны выбросы и открытые фонтаны на нефтяных и газовых месторождениях с наличием сероводорода, а также на месторождениях континентального шельфа. Количественная оценка безопасности бурения скважин связана с определением степени риска. Под степенью риска понимается вероятность возникновения открытого фонтана, полученная на стадии проектирования и бурения.

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

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

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

19.3. Анализ видов и последствий отказов

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

Критерии отказов по тяжести последствий:

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

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

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

Категории отказов (степень риска отказов):

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
1	2	3	4	5
Частый отказ >1	A	A	A	C
Вероятный отказ $1-10^{-2}$	A	A	B	C
Возможный отказ $10^{-2} - 10^{-4}$	A	B	B	C
Редкий отказ $10^{-4} - 10^{-6}$	A	B	C	D
Невероятный отказ $< 10^{-6}$	B	C	C	D

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

Таблица 19.2

Вероятность возникновения аварийных ситуаций

Вид аварии	Вероятность
	Разведочное, эксплуатационное бурение
1	2
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 нефтегазонасыщенных коллекторов.

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

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

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

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

На 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 цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;
- отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

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

На этапе освоения.

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

Заключение

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

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

№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	РД-39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ»	Москва, ВНИИБТ, 1990 г.
2	«Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ»	Приказ МЭ РК от 09.03.23 г. №97
3	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.02.2026 г.)	Астана, МИИРК от 30.12.2014 г. №355
4	«Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» (с изменениями по состоянию на 02.03.2026 г.)	Астана, МЭ РК от 22.05.2018 г. №200
5	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2026 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 13.10.2024г.)	Астана, от 15.06.2018 г. №239
7	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2026 г.)	Астана, 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	Кодекс РК «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.03.2026 г.)	Астана, от 27.12.17 г. № 125-VI
10	Кодекс РК «Экологический кодекс Республики Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2026 г.)	Астана, от 02.02.2021 г. № 400-VI
11	«Водный кодекс Республики Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.03.2026 г.)	Астана, от 09.04. 2025 г. №178-VII
12	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.02.2026 г.)	Астана, от 07.07.2020 г. №360-VI
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» (с изменениями от 22.04.2023г.)	Приказ МЗ РК от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ-13
14	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (с изменениями по состоянию на 01.09.2025 г.)	Приказ МЗ РК от 15.12.2020 г. №ҚР ДСМ-275/2020
15	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 19.04.2026 г.)	Приказ и.о. МЗ РК от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ-2
16	«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 08.02.16 г. № 39
17	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» (с изменениями по состоянию на 15.07.2024 г.)	Приказ МЗ РК от 03.08.2021 г. № ҚР ДСМ-72
18	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемостикам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» (с изменениями от 05.05.2025 г.)	Приказ МЗ РК от 20.02.23 г. № 26

Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин
с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган

№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
19	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
20	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
21	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
22	ГОСТ 13862-2003 «Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и общие технические требования к конструкции»	Межотраслевой стандарт, Минск, 2003г.
Справочная литература		
23	«Инструкцией по составлению технического проекта на строительство скважин на нефть и газ»	№45 от 2.02.2005 г.
24	«Инструкция по ТБ при исследованиях скважин и испытании пластов» РД-08-41-94	Алматы, МНП РК, 1994 г.
25	«Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» РД 39-7/10001-89	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989 г.
26	«Инструкция по испытанию скважин на герметичность»	Куйбышев, 1977 г.
27	«Инструкция по эксплуатации насосно – компрессорных труб» РД 39-0147014-217-86	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987г.
28	«Инструкция по эксплуатации бурильных труб» РД 39-013-90	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990 г.
29	«Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску скважину» РД 39-2-132-78	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980 г.
30	«Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин» РД 390147009-516-86	Краснодар ВНИИКнефть, 1981 г.
31	«Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК»	Алматы, 2002 г.
32	«Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад» РД-08-22-94	Алматы, МНП РК, 1995 г.
33	«Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора» РД-08-43-94	Алматы, МНП РК, 1994 г.
34	«Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб» РД 08-46-94	Алматы, МНП РК, 1994 г.
35	«Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом» РД 08-44-94	Алматы, МНП РК, 1994 г.
36	«Первичные действия членов буровой вахты при возникновении ГНВП»	Москва, НИИтруда, 1987 г.
37	«Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин»	Приказ МООС от 03.05.12 г. № 129-Ө
38	«Трубы нефтяного сортамента под редакцией» Сарояна	Москва, Недра, 1976 г.
39	«Трубы обсадные и муфты к ним» ГОСТ 632-80	Москва, Госстандарт, 1982 г.
40	«Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин» под редакцией Булатова	Москва, Недра, 1981 г.
41	«Справочник инженера по бурению», т. I под редакцией В. И. Мищевича.	Москва, Недра, 1976 г.
42	«Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин»	Москва, Недра, 2000 г.
43	«Справочник по гидравлическим расчетам в бурении» Б.И. Мительман	Москва, Недра, 1963 г.
44	«Справочник инженера по бурению», т. II под редакцией В.И. Мищевича.	Москва, Недра, 1978 г.

Дополнение к групповому техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин
с проектной глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган

№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
45	«Спутник буровика» К.В. Иогансен	Москва, Недра, 1986 г.
46	«Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые»	Москва, 2000г.
47	«Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин»	Москва, НИИтруда, 1987 г.

РАЗДЕЛ II

ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1

Водоснабжение

Расчетная потребность в тех. воде, м ³ /сут	Объем запасных емкостей для воды, м ³	Необходимо ли (да, нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		Бурить скважину для водо- снабжения	строить водопровод	Подключить водопровод к источнику	Подвозить воду цистернами	Наименование (магистр. в-д. водовод, водозабор, арт. скважина и т.д.)	Месторас- положение	Рабочий расход	Расстояние до буровой, км	Диаметр, мм	Длина, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Для технических нужд при бурении, креплении и испытании	25	Нет	Нет	Нет	Да	Скважина водозаборная	Скважина	см. табл. 1.2	На пло- щади работ	-	-
Для хозяйственных нужд	10	Нет	Нет	Нет	Да	Скважина	Автоцистерна		40	-	-
Для питьевых нужд	-	Нет	Нет	Нет	Да	* (бутилированная)	г.Кызылорда		110	-	-

Примечание: *Для питьевых нужд, а также для приготовления пищи, обязательна к употреблению, только бутилированная вода. В ином случае на привозимую воду в цистернах необходимо ежедневно проводить лабораторный анализ, на пригодность к употреблению, с составлением акта согласованного с Начальником буровых работ.

Таблица 1.2

Расчет расхода пресной воды

№ п/п	Наименование работ	Расход пресной воды на скважину для			
		технических нужд	хозбытовых нужд	питьевых нужд	всего
1	2	3	4	5	6
1	Строительство и монтаж	-	9,8	7,8	17,6
2	Подготовительные работы к бурению	73	1,87	1,5	76,37
3	Бурение и крепление	550	30,19	24,15	604,34
4	Опробование в процессе бурения	-	-	-	-
5	Испытание в эксплуатационной колонне	250	29,0	22,6	301,6
6	Итого:	873	70,86	56,05	999,91

Водоснабжение пресной водой буровой бригады для технических нужд осуществляется из пробуренной водозаборной скважины (глубина скважины будет зависеть от местоположения водозаборной скважины в пределах контрактной территории №1057).

Хранение воды в двух емкостях объемом 10 м³ и 15 м³.

Водоснабжение пресной водой буровой бригады для хозбытовых нужд осуществляется автоцистернами из артезианской скважины на расстояние – 40 км.

Хранение воды в двух емкостях объемом 5 м³ каждая.

Для питьевых целей – вода привозная, бутилированная.

На скважине одновременно будут находиться по (СЭСН-49 т. 49-401, 49-402, 49-416) при:

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

Расход воды на хозбытовые нужды для одного человека составляют 25 л/сут, на питьевые нужды – 20 л/сут (СНиП РК 4.01-41-2006).

Норма расхода технической воды при бурении и подготовительных работах – 43 м³/сут, при испытании – 20 м³/сут.

В полевом лагере будут обустроены душевые в вагончиках. Вагоны 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 глубине более 50м от поверхности земли

2. СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1

Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт, час	Заявляемая мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии, кВт		
	Системы электроснабжения буровой	Трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанция и т.д.)	расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВт	Подземный (подводный) кабель, кВт	длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Главный привод CAT3406C-DITA; N одного двигателя = 460 л.с. – 2 к-та. 2. Дизель-генераторная станция CAT3508, N=596,5 кВт. – 2 к-та. 3. Дополнительная эл. станция VOLVO, N=400 кВт – 1 к-т. 4. Двигатель ЯМЗ-236 (подъемник А-50) – 180 л.с. – 1 к-т.							

Таблица 2.2

Потребность в ГСМ

Продолжительность работы	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
		Дизельное топливо ГОСТ 305-82	Моторное масло ГОСТ 305-82			
1	2	3	4	5	6	7
Строительно-монтажные работы	23,92	23,7	0,216	-	г.Кызылорда	80
Подготовительные работы	10,25	10,16	0,092			
Бурении и креплении	327,1	325.2	1,9			
Испытание	10,25	10,16	0,092			
Итого:	371.52	369.12	2.4			

3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1

Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организаций-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительства персонала		Номера маршрутов	Характеристика маршрутов						
			общая протяженность, км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, морской, речной, железнодорожный, авиа)	Наземные пути подвоза		
наименование организации, промбазы, карьера и т.д.	пункт						тип дороги (асфальтированная, грунтовая, лежневая и т.д.)	вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Маршруты транспортировки грузов и вахт определяет буровой подрядчик.									

Таблица 3.2

Ведомость потребности в строительных машинах и спецагрегатах

Наименование (шифр, марка) строительных машин и спец-агрегатов	Номер маршрута	Количество вызовов по этапам строительства					
		подготовительные работы к строительству	Строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Строительные машины и спецтехнику доставляет буровой подрядчик.							

Таблица 3.3

Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер марш- рута	Номер груза по табл. 4.1.	Масса груза на единицу транс- портного средства, т	Количество вызовов по этапам строительства					
				подготовитель- ные работы к строительству	строительно- монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	значе- ние	в процессе бурения	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доставку грузов осуществляет буровой подрядчик									

Таблица 3.4

Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт

Наименование (шифр, марка) строительных машин и спец- агрегатов	Номер марш- рута	Количество вызовов по этапам строительства					
		подготовитель- ные работы к строительству	Строительно- монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Доставку вахт осуществляет буровой подрядчик							

ПРИЛОЖЕНИЯ

РАСЧЕТ

Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производство, сточных вод) согласно приказу Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-Ө.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 1.

1. Объем выбуренной породы при бурении скважин.

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

2. Объем бурового шлама

$$V_{III} = K_p * V_{II}$$

3. Объем отработанного бурового раствора

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

Где:

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

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы буровой установки рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{н}} = S \cdot H = 0,0366 \times 2000 = 73,2 \text{ м}^3.$$

где: S – площадь скв., с диаметром долота на последнем этапе бурения, м²;

H – высота бурения, 2000 м;

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

4. Объем буровых сточных вод

$$V_{\text{БСВ}} = 2 * V_{\text{ОБР}}$$

Таблице 1

№ п/п	Наименование	Ед. изм	Интервалы бурения, м						
			0	10	10	250	250	800	800
1	2	3	4	5	6	7			
1	Диаметр скважины, D	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159			
2	Коэффициент, П/4		0,785	0,785	0,785	0,785			
3	Длина интервала ствола скважины, L	м	10	240	550	1200			
4	Коэффициент кавернозности, K _к		1,25	1,25	1,25	1,25			
5	Объем интервала скважины	м ³	2,36	36,5	47,06	54,88			
6	Коэффициент разуплотнения породы, K _р		1,2						
7	Коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе		1,052						
8	Объем циркуляционной системы БУ, V _ц	м ³	73,2						
9	Итого объем всей скважины, V _п	м ³	140,8						
Объем бурового шлама, V _ш		м ³	168,96						
Объем отработанного бурового раствора, V _{обр}		м ³	214,34						
Объем буровых сточных вод, V _{БСВ}		м ³	428,69						
Суммарный объем отходов бурения		м ³	812,0						

Геолого-технический наряд

ТОО "Тузколь Мунайгаз Оперейтинг"
 Месторождение: Тузколь
 Номер скважины: №62, 70, 71, 71, 72, 72, 73, 74,
 75, 76, 77, 80, 90, 91, 95, 96
 Проектная глубина: 2000 м (+250 м)
 Проектный горизонт: PZ, (J2kt)

Буровой станок: ZJ-30 или аналог
 Привод: дизель-электрический
 ПВО: 2FZ35-35
 ПУГ FH35-35/35
 Обвязка обсадных колонн: КГ-35х168х245
 Фонтанная арматура: АФ3-65/65х35
 Бурильные трубы: 127 мм, марка материала: Д

затверждаю
 Председатель правления ТОО "ТМГО"
 Абдукаримов Нурмухамед
 2026 г.

Геологическая часть					Техническая часть													
Глубина, м	Кровля геологического горизонта	Твердость пород	Интервалы отбора керна	Осложнения при бурении	Конструкция скважины				Способ бурения	Режим бурения				Примечание				
					426 мм	323,9 мм	244,5 мм	168,3 мм		Осевая нагрузка, тн	Частота вращения, об.мин	Подача насосов, л/сек	Тип и размер долота					
50	МЕЛОВАЯ СИСТЕМА (К)	Мягкие, средние	Всего предусмотрено бурение с отбором керна 18 м или 0,9% от глубины скважины.	В интервале 0-50 м осипы и обвалы, текучие породы. В интервалах 50-200 м, 700-1000 м, 1650-1800, 1800-2000 м возможны нефтегазоводопрооявления.	10 м				Роторный	с навеса	80-90	34	393,7 мм	Полимерный раствор. Плотность бур-го р-ра: 1,08-1,10 г/см³. Условная вязкость: 40-50 сек. Водоотдача: 10-12 см³/30 мин. СНС: 1 мин: 20 дПа. СНС: 10 мин: 50 дПа. Корка: 0,5-1,0 мм. Содержание песка: <2 %. рН: 8,0-9,0.				
100																		
150																		
200																		
250																		
300																		
350																		
400																		
450																		
500																		
550																		
600																		
650																		
700																		
750																		
800																		
850	Юрская система (J)	Средние, твердые															Полимерный раствор. Плотность бур-го р-ра: 1,10-1,12 г/см³. Условная вязкость: 40-50 сек. Водоотдача: 4-6 см³/30 мин. СНС: 1 мин: 15 дПа. СНС: 10 мин: 40 дПа. Корка: 1,0-0,5 мм. Содержание песка: <2%. рН: 8,0-9,0.	
900																		
950																		
1000																		
1050																		
1100																		
1150																		
1200																		
1250																		
1300																		
1350																		
1400																		
1450																		
1500																		
1550																		
1600																		
1650																		
1700																		
1750																		
1800																		
1850																		
1900																		
1950																		
2000																		

Директор ТОО «КазНефтьПроект»
 Байсенгирова А.Е.



**Приложение 2. Техническое задание на разработку «Дополнение к групповому
техническому проекту на бурение разведочно-эксплуатационных скважин с проектной
глубиной 2000 м (± 250 м) на контрактной территории 1057, м/р Тузколь, Кетеказган»**

**Техническое задание
на внесение дополнений к групповому техническому проекту
по контрактной территории ТОО «ТузкольМунайГаз Оперэйтинг»
№1057 (Тузколь).**

Внести дополнения в групповой технический проект на строительство скважин на к/т 1057 (Тузколь) проектной глубиной 2000м (± 250). (количество и номера скважин, а также обновлению законов и правил при необходимости).

По к/т 1057, м/р Тузколь

год	Кол-во	номера
2026	6 скв	90, 70, 71, 72, 74, 75
2027	4 скв	77, 62, 91, 61
2028	4 скв	73, 76, 78, 80
2029	3 скв	66, 96, 95

Заместитель директора, Бурение

Шэнь Гуаньчжун

Исполнитель:

Мамбетов Мурат

Ведущий геолог, отдел Бурения

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

15007682



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

24.04.2015 года

15007682

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КазНефтеПроект"

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

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

на занятие

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

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

Особые условия

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

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

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

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

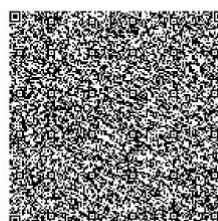
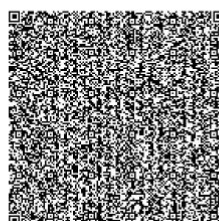
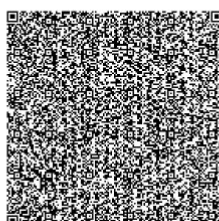
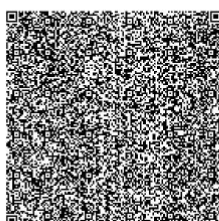
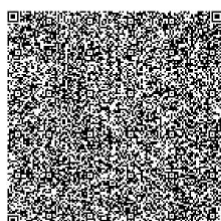
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 20.05.2008

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Астана



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

15007682



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 15007682

Дата выдачи лицензии 24.04.2015 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

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

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

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КазНефтеПроект"

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

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

Производственная база

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

(местонахождение)

**Особые условия
действия лицензии**

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

Лицензиар

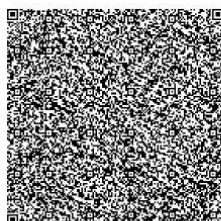
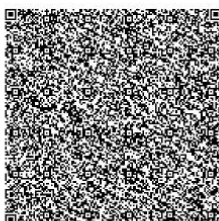
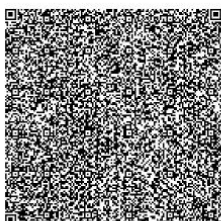
Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

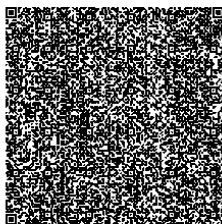
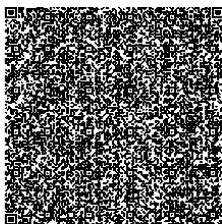
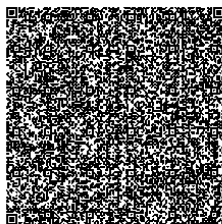
БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

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



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

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



Осы қжат «Электронды қжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қытардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қатгз тасығыштағы қжатпен маңғыы бірдей. Дәлһий документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

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

1 - 1



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

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

Страница 1 из 1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ
ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01330Р

Дата выдачи лицензии 18.01.2010 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

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

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

Производственная база

(местонахождение)

Лицензиат Товарищество с ограниченной ответственностью "КазНефтеПроект"

Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, дом № 101а., -,
БИН: 080340017277
(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия,
имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

Лицензиар Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» .
Министерство энергетики Республики Казахстан.
(полное наименование лицензиара)

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

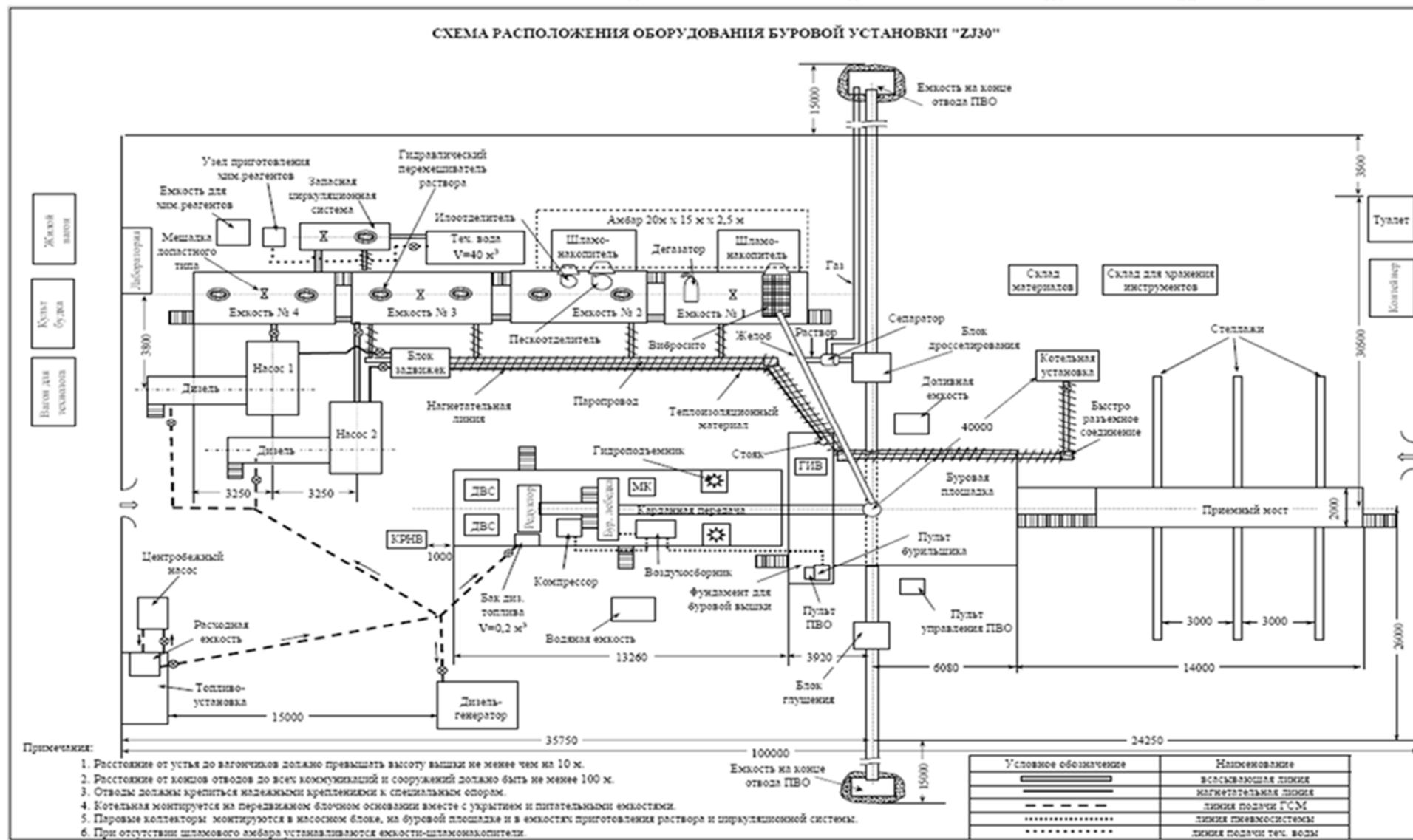
Номер приложения к
лицензии

Дата выдачи приложения
к лицензии

Срок действия лицензии

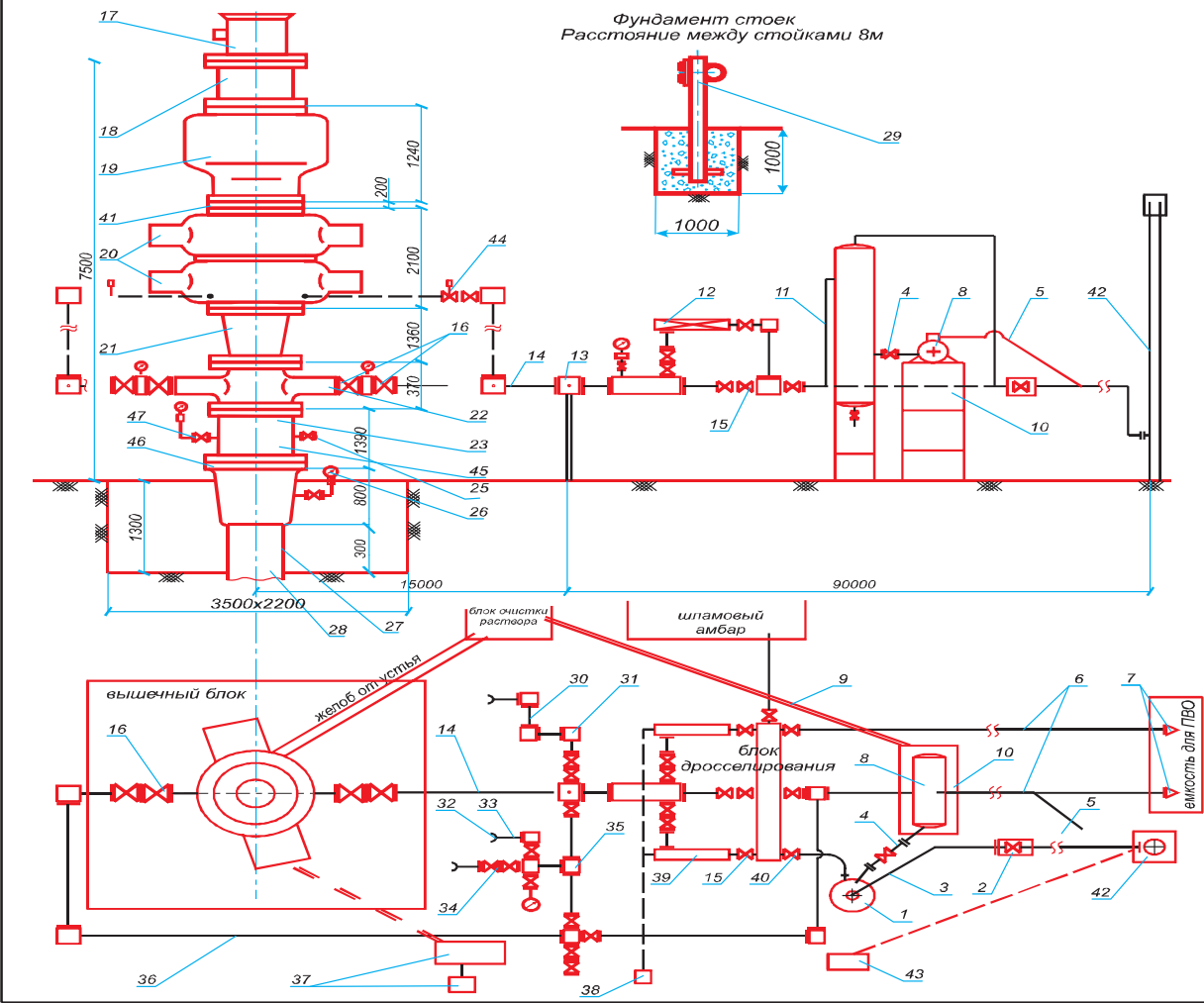
Место выдачи г.Астана

Приложение 5. Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-30



Приложение 6. Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования

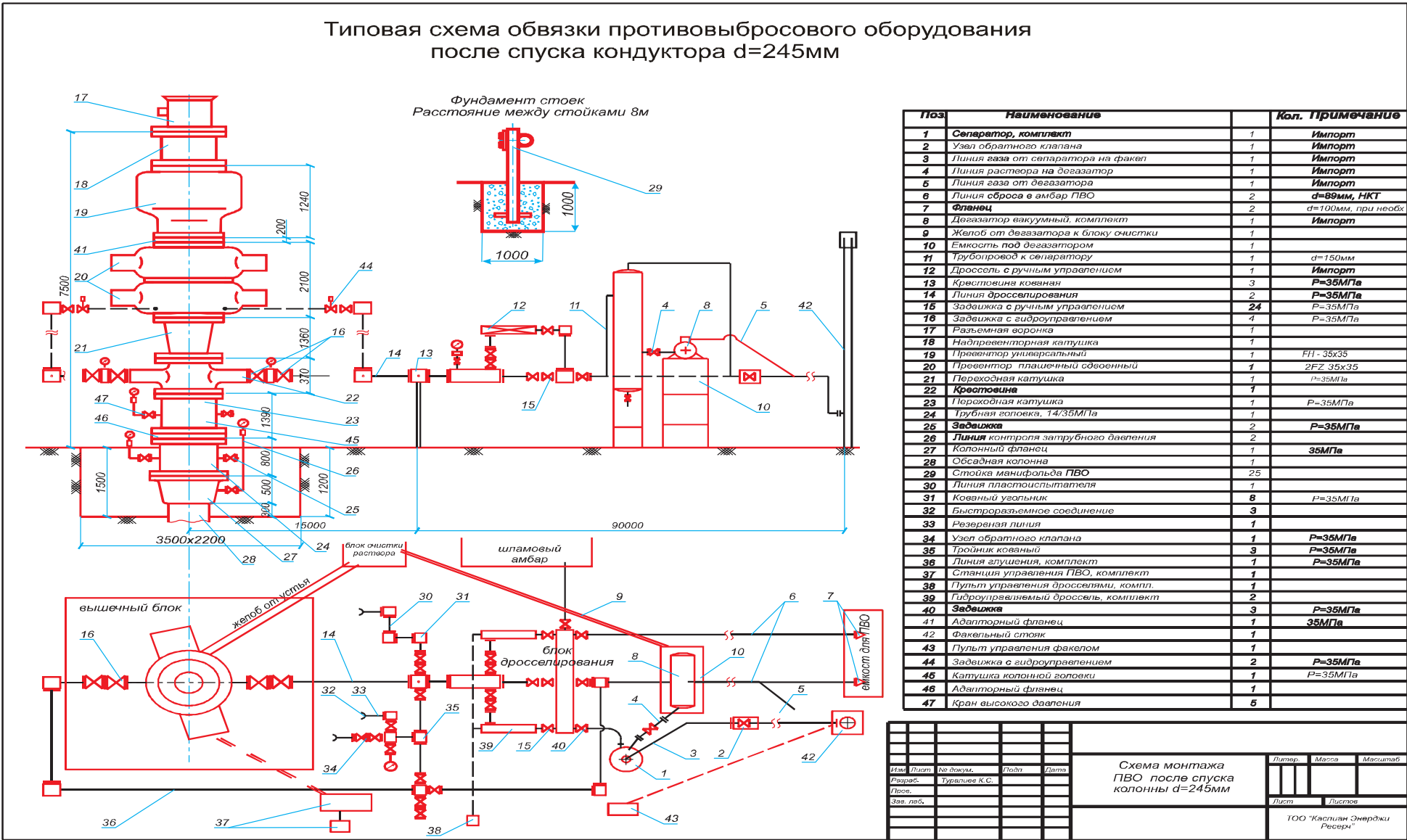
Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования после спуска кондуктора d=340мм



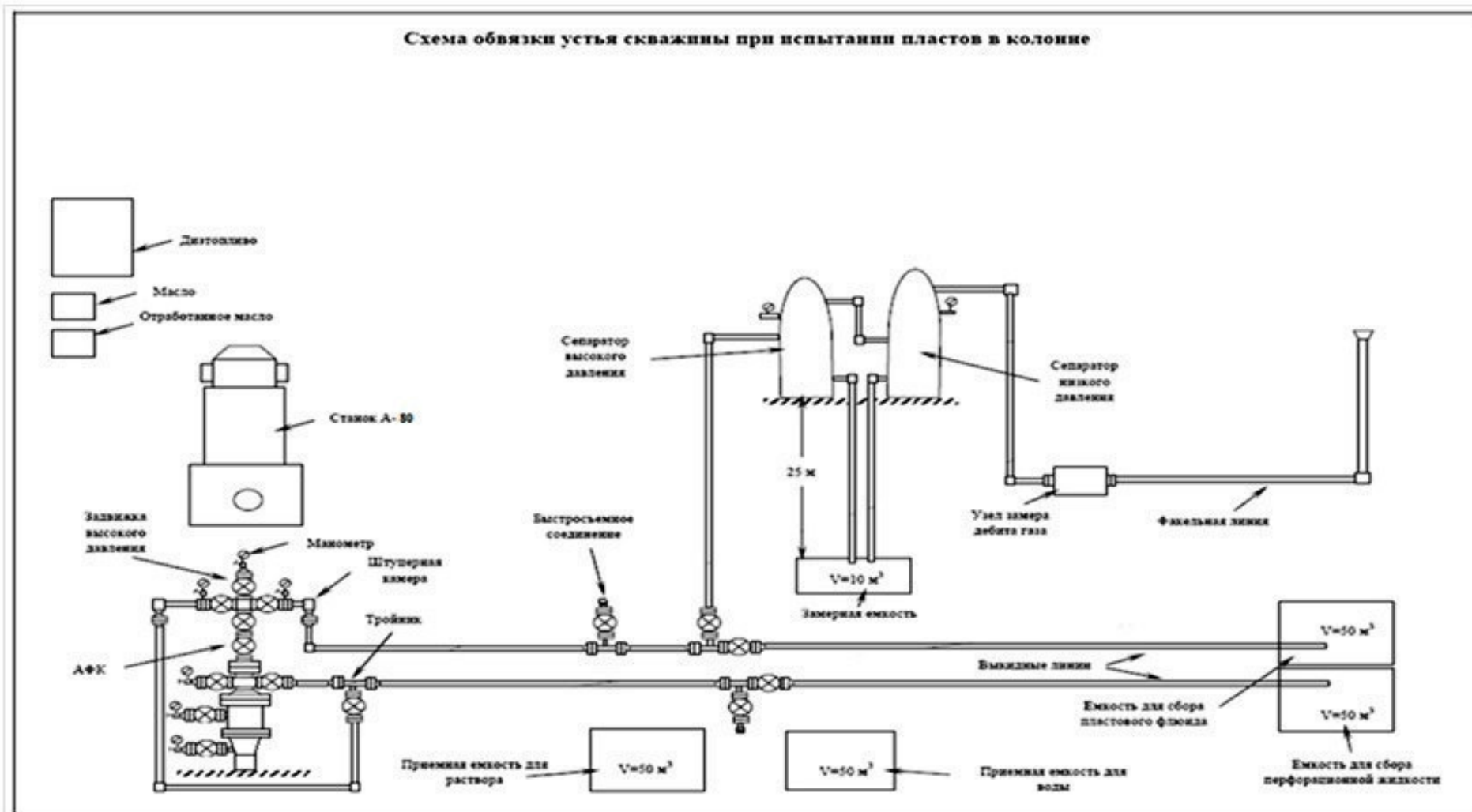
Поз	Наименование	Кол.	Примечание
1	Сепаратор, комплект	1	Импорт
2	Узел обратного клапана	1	Импорт
3	Линия газа от сепаратора на факел	1	Импорт
4	Линия раствора на дегазатор	1	Импорт
5	Линия газа от дегазатора	1	Импорт
6	Линия сброса в амбар ПВО	2	Импорт
7	Фланец	2	d=89мм, НКТ
8	Дегазатор вакуумный, комплект	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	2	P=35МПа
16	Задвижка с гидроуправлением	4	P=35МПа
17	Разъемная воронка	1	
18	Надпреенторная катушка	1	
19	Провентор универсальный	1	FH - 35x35
20	Превентор плащевый односторонний	1	2FZ 35x35
21	Переходная катушка	1	P=35МПа
22	Крестовина	1	
23	Переходная катушка	1	P=35МПа
24	Задвижка	2	P=35МПа
25	Линия контроля затрубного давления	2	
26	Колонный фланец	1	35МПа
27	Обсадная колонна	1	
28	Стойка манифольда ПВО	25	
29	Линия пластоиспытателя	1	
30	Кованый угольник	8	P=35МПа
31	Быстроразъемное соединение	3	
32	Резервная линия	1	
33	Узел обратного клапана	1	P=35МПа
34	Тройник кованый	3	P=35МПа
35	Линия глушения, комплект	1	P=35МПа
36	Станция управления ПВО, комплект	1	
37	Пульт управления дросселями, компл.	1	
38	Гидроуправляемый дроссель, комплект	2	
39	Задвижка	3	P=35МПа
40	Адапторный фланец	1	35МПа
41	Факельный стояк	1	
42	Пульт управления факелом	1	
43	Задвижка с гидроуправлением	2	P=35МПа
44	Катушка колонной головки	1	P=35МПа
45	Адапторный фланец 35 /35МПа	1	
46	Кран высокого давления	5	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Схема монтажа ПВО после спуска колонны d=340мм	Литер.	Масса	Масштаб
Разраб.	Турлыбаев К.С.					Лист	Листов	
Проект.						ООО "Каспий Энерджи Россия"		
Зав. лоб.								

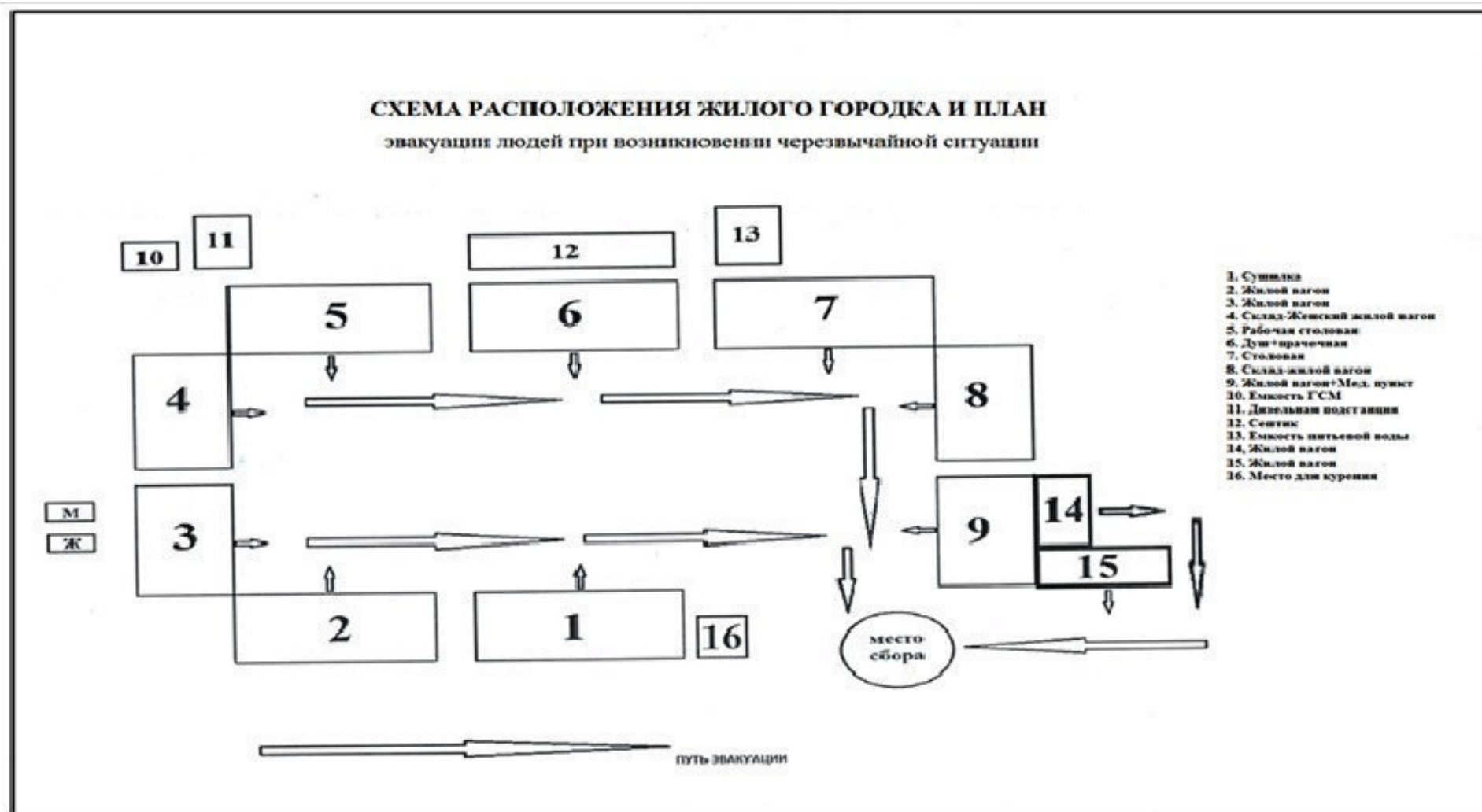
Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования после спуска кондуктора d=245мм



Приложение 7. Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне



Приложение 8. Схема и план вахтового поселка при возникновении чрезвычайной ситуаций



Приложение 9. Схема эвакуация при ЧС

