УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «KAZPETROL GROUP
(КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»
_____ Б.К. Тогузбаев
«____» _____ 2021 г.

Групповой технический проект на бурение эксплуатационных скважин на месторождении Хаиркелды Южный ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»

Директор
ТОО «ЭКО-Астана НР» _____ **Шаихов Р.О.**

Нур-Султан 2021 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Ф. И. О.
Главный инженер проекта, руководитель проектной группы		Егорова И.
Специалист по бурению		Абылкасымова С.
Геолог		Алыбаев Д.
Инженер-эколог		Шерьязова Р.

Основанием для разработки «Группового технического проекта на бурение эксплуатационных скважин на месторождении Хаиркелды Южный ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» являются следующие документы:

1. Договор № 2231-21/382 от 25 ноября 2021 г. между ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) и ТОО «ЭКО – Астана НР» на оказание услуги по разработке «Группового технического проекта на бурение эксплуатационных скважин на месторождении Хаиркелды Южный ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)».

Настоящим ТОО «ЭКО – Астана НР» подтверждает, что он имеет все необходимые разрешения и полномочия для осуществления предусмотренных настоящим Договором услуг и гарантирует их выполнение в рамках действующего Законодательства Республики Казахстан на основании:

- государственной лицензии Министерства Энергетики РК № 17005513 от 03.04.2017 г. на занятие «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных(разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа»;
- государственной лицензии Министерства Энергетики РК № 01851Р от 04.08.2016 г. на вид деятельности «Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды» - «Природоохранное проектирование, нормирование, работы в области экологической экспертизы, экологический аудит».

В разработке документа «Группового технического проекта на бурение эксплуатационных скважин на месторождении Хаиркелды Южный ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» участвовали специалисты ТОО «ЭКО – Астана НР»:

1. Егорова И. – главный инженер проекта, руководитель проектной группы;
2. Абылкасымова С.– главный специалист по бурению;
3. Алыбаев Д. – геолог;
4. Шерьязова Р.– инженер - эколог.

ТОО «ЭКО – Астана НР» выражает благодарность сотрудникам Компании ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» за помощь и содействие в разработке проектной документации.

Приложение № 2 к Договору №2231-21/382 от «25» ноября 2021 года / «25» қараша 2021 жылғы №2231-21/382 Шартына № 2 Қосымша

ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

1	**Полное наименование Услуги:**	Разработка «Группового технического проекта на бурение эксплуатационных скважин на месторождении **ХАИРКЕЛДЫ ЮЖНЫЙ** ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» с проектом ОВОС»				
2	**Основание для проектирования:**	Утвержденная Заказчиком (Недропользователем) Техническая спецификация				
3	**Объект и место оказания услуг:**	Контрактная территория ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»: Месторождение **ХАИРКЕЛДЫ ЮЖНЫЙ**				
4	**Основные исходные данные:**	– Контракт на разведку и добычу нефти и газа в пределах блоков XXIX-38-A (частично), B (частично), C (частично), D (частично), E (частично), F (частично) в Кызылординской и Карагандинской областях Республики Казахстан; – Проект разработки месторождения Хаиркелды Южный; – Анализ разработки месторождения Хаиркелды Южный;				
№ Лота	**Наименование Услуги**	**Ед. измерения**	**Количество**	**Срок оказания услуг**	**Примечание**	
1	Разработка «Группового технического проекта на бурение эксплуатационных скважин на месторождении Хаиркелды Южный ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»	Услуга	1	120 (сто двадцать) календарных дней		
2	Разработка проекта «Оценка воздействия на окружающую среду к Групповому технического проекту на бурение эксплуатационных скважин на месторождении Хаиркелды Южный ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)	Услуга	1	120 (сто двадцать) календарных дней		
5	**Условия и требования оказания Услуги**					
5.1	Состав и содержание проекта:	– Проект на бурение скважин составляются проектной организацией, имеющей лицензию на выполнение соответствующих работ; – Проект должен быть разработан в соответствии с требованиями Технического регламента принятыми в Республике Казахстан; – Должны быть проведены государственные экспертизы, согласованы с контролирующими органами в установленном порядке и утверждены Компетентным органом в соответствии с требованиями нормативно-технических документов принятыми в Республике Казахстан для выполнения данного вида работ; – Проект на бурение скважин разрабатывается на основе положительной практики пользования недрами в соответствии с настоящими Правилами и нормативно-технической документации по составлению технического проекта на бурение скважин. – В проекте должны быть предусмотрены решения, соответствующие передовому отечественному и зарубежному уровню безопасности, в том числе обоснованные и достаточные решения, учитывающие особо сложные геологические и гидрогеологические условия строительства; – Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, обеспечивать надежность и безопасность скважины на всем протяжении ее эксплуатации, устойчивость ее крепи и устьевой обвязки при возникновении аварийных ситуаций, охрану недр и окружающей среды;				

		– Выделять достаточное количество штата и ресурсов для выполнения поставленных целей в сроки; **Проект должен содержать следующие данные и проектные решения:** 1. географическую и климатическую характеристику района работ; 2. горно-геологические условия бурения; 3. обоснование конструкции скважины; 4. исходные данные для расчета обсадных и муфтовых колонн, коэффициенты запаса прочности при расчетах, итоговые таблицы компоновок обсадных и лифтовых колонн, типы резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб, регламент спуска обсадных колонн (скорости спуска, усилия свинчивания и другие данные); 5. обоснование плотности бурового раствора и диапазон колебаний других параметров промывочной жидкости; 6. способ бурения, компоновку колонны бурильных труб с указанием группы прочности, толщины стенки, запаса прочности и типа замковых соединений, скорости спускоподъемных операций; 7. тип тампонажного материала, свойства его камня и раствора (растекаемость, водоотдача, начало загустевания и схватывания, проницаемость, прочность, стойкость к агрессивным средам), способ и гидравлическую программу цементирования исходя из горно-геологических условий; 8. регламент контроля над процессом цементирования и изучения состояния крепи после твердения тампонажного раствора; 9. технологию вторичного вскрытия пластов (перфорации) и типы используемых для этого аппаратов; 10. способы освоения скважины, опробования, испытания пластов в скважине, методы интенсификации притока и программу геолого-геофизических исследований; 11. схемы обвязки устья скважины колонной головкой, противовыбросовым оборудованием и фонтанной арматурой, технические характеристики сальниковых уплотнений и давление на устье при опрессовке совместно с обсадными колоннами, порядок и условия опрессовки межколонных пространств; 12. мероприятия по охране окружающей среды - описание технологических процессов и перечень технических средств по очистке и утилизации производственных отходов, повторному использованию сточных вод, безопасному их сбросу в объекты природной среды, нейтрализации отрицательного воздействия отработанного бурового раствора и шлама на окружающую среду при их захоронении, проект рекультивации нарушенных земель; 13. геолого-технический наряд на бурение скважины; 14. тип и размеры фундаментов под буровую установку, которые определяются исходя из нагрузки на основание, допустимой удельной нагрузки на грунт и коэффициента запаса прочности для данного грунта; 15. средства защиты персонала и состав контрольно-измерительных приборов, в том числе для контроля состояния воздушной среды при вскрытии продуктивных горизонтов с агрессивными флюидами; 16. объем запаса бурового раствора; 17. мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений; 18. укомплектованность средствами малой механизации, противопожарным инвентарем; 19. методы оценки состояния обсадных колонн, способы и периодичность их испытания на остаточную прочность; 20. Табличные приложения **Основные данные для проектирования:** Номера скважин, строящихся по данному проекту: 59, 60 1. Цель бурения, назначение скважин– эксплуатационные (добывающие); 2. Проектный горизонт - Нижний мел, Верхняя юра;

		3. Проектная глубина, м - 1950 (±250 м) 4. Способ бурения – роторный; 5. Вид привода – ДВС; 6. Вид монтажа (первичный, повторный) – первичный; 7. Тип буровой установки – ZJ-30; 8. Тип вышки – телескопическая; 9. Продолжительность цикла бурения скважины – 35 с; **Рекомендуемая конструкция скважин:** Направление Ø 426.0 - 20 м; Кондуктор Ø 324.0 - 60 м; Техническая колонна Ø 244.48 – 1000 м; Эксплуатационная колонна Ø 168,28 –1950 (±250 м); **Примечание:** При расчете эксплуатационных колонн для всех типов скважин следует учитывать максимальные внутренние давления, возникающие при производстве специальных технологических операций в процессе эксплуатации скважин. После окончания ОЗЦ все обсадные колонны должны подвергаться испытанию на герметичность и качества цементирования. Конструкция скважины может быть скорректирована в связи с уточненными горно-геологическими условиями бурения скважины и расчетами. **Параметры промывочной жидкости и материалы для обработки бурового раствора:** Тип и параметры промывочных жидкостей по интервалам бурения уточняются при проектировании в зависимости от горно-геологических условий и требований ЕТП. Объем бурового раствора для забуривания : не менее 50 м³ Способ приготовления: индивидуальный (на буровой растворный узел, струйный с использованием устройства-гидроворонок с гидроперемешивателями в емкости ОЦС). Объем бурового раствора для забуривания : не менее 50 м³ Способ приготовления: индивидуальный (на буровой растворный узел, струйный с использованием устройства-гидроворонок с гидроперемешивателями в емкости ОЦС) **Требования к технологии и качеству цементирования скважин** Выбор технологии цементирования и тампонажных материалов для крепления скважин проводить с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных. С целью недопущения гидроразрыва пород и поглощений цементного раствора рекомендуется проводить прямое цементирование в одну ступень.
5.2	Экспертиза и согласование проекта:	– **Групповой технический проект на бурение эксплуатационных скважин согласовывается и проходит экспертизу в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области охраны окружающей среды, в области промышленной безопасности, в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.** – До передачи проектной документации на государственную экспертизу проект должен быть согласован с Недропользователем (Заказчиком); – Исполнитель своевременно (в течении 5-ти рабочих дней) устраняет замечания (при наличии таковых) Заказчика и контролирующих органов; – Исполнитель принимает на себя все необходимые расходы, связанные с получением всех необходимых разрешений и согласований в Уполномоченных Государственных органах.
5.3	Требование к проектной организации (потенциальному Исполнителю):	1) Исполнитель обязан руководствоваться законодательством Республики Казахстан и отраслевыми нормативами, принятыми уполномоченными государственными органами Республики Казахстан: 2) Групповой технический проект на бурение разрабатывается проектной организацией, имеющей лицензию на соответствующий вид деятельности, в соответствии с утвержденным недропользователем техническим заданием;

		3) Наличие у потенциального поставщика сертифицированной аккредитованной согласно действующему законодательству РК организацией системы (сертифицированных систем) менеджмента качества в соответствии с требованиями государственных стандартов; 4) Наличие лицензии на виды деятельности: • Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений; • Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений; • Проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата; • Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности.
5.4	Условия и сроки предоставления услуг:	• Срок оказания Услуг: 120 (сто двадцать) календарных дней; • Исходные данные (материалы) подписываются и передаются в электронном виде на электронную почту Исполнителя должностным лицом Заказчика Начальником отдела геологии Есетовым Галимжаном Жайбергеновичем
5.5	Срок Договора:	До полного и надлежащего исполнения Сторонами своих обязательств
5.6	Результат предоставленных услуг:	**Согласованный в уполномоченных Государственных органах** Групповой технический проект на бурение эксплуатационных скважин на месторождении Хаиркелды Южный ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» с проектом ОВОС в бумажном носителе в 2 (двух) экземплярах. Отчетная информация передается в электронном виде на CD – диске. Формат отчетной информации: текстовый - .doc, табличный – xls, диаграммы – jpg или pdf.
6	**Условия оплаты:**	
6.1	Порядок оплаты:	Расчет за оказанные услуги производится Заказчиком по факту оказанных Услуг на основании предъявленного Акта оказанных услуг, подписанного Заказчиком и счет-фактуры, предоставленного Исполнителем.
6.2	Расчет цены за оказанные услуги	В указанную цену входят все расходы, связанные с оказанием Услуг: перевозка персонала Исполнителя до места оказания Услуг, уплата налогов, сборов, страховых взносов и иных обязательных платежей в соответствии с действующим законодательством РК
7	**Форма завершения предоставленных услуг:**	Акт оказанных Услуг
8	**Потенциальный Исполнитель берет на себя следующие расходы:**	– Доставку оборудования и персонала Исполнителя до места оказания Услуг, согласованного с Заказчиком – Проживание и питание персонала Исполнителя во время оказания Услуг.
9	**Контактное лицо Заказчика:**	*Заказчик: ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»* *юридический адрес: Республика Казахстан, 120014 г.Кызылорда, улица Желтоксан, здание 12.* *Тел/факс: 8 (7242) 907-177 пометка: Камалов А.* *8 (7242) 907-177, вн. Телефон 2526 – электронная почта: a.kamalov@kzpg.kz*

Инициатор закупа **Начальник отдела геологии: Есетов Галимжан**

Тапсырыс беруші / Заказчик:
«KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» ЖШС / ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»

Генеральный директор / Бас директор

Б.К.Тогузбаев

Орындаушы / Исполнитель:
«ЭКО-Астана НР» ЖШС/ ТОО «ЭКО-Астана НР»

Директоры/Директор

Р.О. Шаихов

Оглавление

№ Разделов, подразделов	Наименование разделов	Страницы
Раздел 1	Общая пояснительная записка	9
1	СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	10
2	Основание для проектирования	12
3	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	13
Раздел 2	ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
2.1	ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ	16
2.2	НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН	32
2.3	ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ	36
2.4	ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ	41
2.5	РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	44
Раздел 3	ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	52
5	КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН	53
6	БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ	60
7	УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИН	68
8	КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	80
8.1	Обсадные колонны	80
8.2	Цементирование обсадных колонн	92
8.3	Оборудование устья скважины	99
9	ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН	100
10	ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	102
11	СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	104
12	ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН	106
13	МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ	107
14	Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника	111
14.1	Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов	111
14.2	Защита от шума и вибрации	119
14.3	Освещение оборудования рабочих мест	121
14.4	Средства индивидуальной защиты	125
14.5	Обустройство временных объектов при проведении работ	134
14.6	Средства контроля воздушной среды	135
14.7	Мероприятия по промышленной санитарии	141
14.8	Противопожарное оборудование и мероприятия	147
Раздел 4	Организация строительства	149
1.	ТРАНСПОРТИРОВКА ГРУЗОВ И ВАХТ	150
2.	ВОДОСНАБЖЕНИЕ БУРОВОЙ	151
3.	ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И СВЯЗЬ	152
Раздел 5	Охрана окружающей природной среды	153
1. 1.	Общие природоохранные требования	154
2	ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ И СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.	154
2.1.	Мероприятия, выполняемые в процессе бурения и крепления.	155
2.2.	Утилизация отходов бурения	155
3.	ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	156
4.	ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ	157
5.	ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН	158
6.	КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ	161
7.	РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.	162
Раздел 6	ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	163
6.1	ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМСАНИТАРИИ И ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	164

6.1.1	Основные требования по технике безопасности	164
6.1.2	Основные требования пожарной безопасности	167
6.2	Противофонтанная и газовая безопасность	170
6.2.1	Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений	170
6.2.2	Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП	172
6.2.3	Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении	173
6.2.4	Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения	174
6.2.5	Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	175
6.2.6	Мероприятия по предупреждению ГНВП порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины	177
6.2.7	Методы и средства проветривания рабочих зон буровой	178
6.2.8	Средства защиты работающих	179
6.2.9	Свойства и действие вредных веществ на человека	179
6.2.10	Долив скважины	179
6.2.11	Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности	181
6.2.12	Оснащение буровой средствами технологического контроля	181
6.2.13	Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами	181
6.2.14	Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы в зависимости от условий строительства и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противофонтанной службы	182
6.2.15	Наличие средств дегазации, вентиляции	182
6.3	Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала	183
6.4	Оценка степени риска при строительстве скважины	194
6.4.1	Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины	194
6.4.2	Анализ видов и последствий отказов	194
6.4.3	Определение степени риска строительства скважины	198
6.4.4	Идентификация опасностей	198
6.5	Охрана недр	201
6.5.1	Общая задача охраны недр в период буровых работ на площади	201
6.5.2	Охрана недр в процессе разбуривания площади	201
6.5.3	Контроль окружающей среды	205
6.5.4	Радиационная безопасность	206
	Список нормативно - справочных и инструктивно - методических материалов	208
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
1	Государственная лицензия	210
2	Геолого – технический наряд	211
3	Расчет отходов бурения	212
4	Схема обвязки устья скважины ПВО	216
5	Схема обвязки устья при испытании	217
6	Схема расположения оборудования буровой установки	219
7	Обоснование выбора типа буровой установки	198

РЕФЕРАТ

«Групповой технический проект на бурение эксплуатационных скважин на месторождении Хаиркелды Южный ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» выполнен в соответствии с Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр утверждены приказом Министра энергии РК от 15 июня 2018 года №239.

СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, КОНСТРУКЦИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИНЫ, РЕЖИМЫ БУРЕНИЯ, БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, КРЕПЛЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ, ОБЪЕМЫ РАБОТ ПО МОНТАЖУ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЕ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ, ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Объектом разработки является бурение добывающих скважин проектной глубиной 1950 (±250) м на юго-западной части Арыскумского прогиба Сырдарьинского района Кызылординской области Республики Казахстан.

Цель работы – расчет конструкции скважин, выбор компоновок низа бурильной колонны (КНБК), параметров режима бурения, параметров бурового раствора, параметров цементирования скважин, расчет гидравлических потерь в системе скважина-пласт, расчет продолжительности проводки скважин, охрана недр и окружающей среды, техническая безопасность и промышленная санитария.

Заказчик – ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) и проектировщик - ТОО «ЭКО – Астана НР» считают целесообразным, что скважины могут быть остановлены на любой глубине при условии выполнения скважинами поставленных геологических задач и отсутствия необходимости бурения скважин до проектной глубины.

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

Оборудование, материалы и инструменты рассчитанные в проекте, выбраны по рекомендации Проектанта. Возможно по усмотрению Заказчика использование в процессе строительства скважин зарубежных аналогов.

При отклонении проекта в части технической безопасности, проект подлежит согласованию в уполномоченном органе.

Данный проект является основным документом для строительства эксплуатационных скважин проектной глубиной 1950 (±250) м на юго-западной части Арыскумского прогиба Сырдарьинского района Кызылординской области Республики Казахстан.

Данным проектом предусматривается:

Конструкция скважин:

Направление Ø 426 мм	0 – 20 м
Кондуктор Ø 324 мм	0 – 60 м
Техническая колонна Ø 244,48 мм	0-1000 м
Экспл. колонна Ø 168.28 мм	0 – до 1950 (±250 м)

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ПЛВА - План Ликвидации Возможных Аварий
ПБВР - План Безопасного Ведения Буровых Работ
БУ – буровая установка
ТПБНГДО - Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли
ОВПФ – опасные производственные факторы
Средства индивидуальной защиты (СИЗ)
ПВО - противовыбросового оборудования
ГНВП – Газонефтеводопроявления
СПО - Спуско-подъемные операции
ГТН – Геолого – технический наряд
НКТ - Насосно-компрессорные трубы
КНБК – компоновка низа буровой колонны
ПДВ – предельно допустимые выбросы
ПДК – предельно допустимые концентрации
ОЗЦ - ожидание затвердения цемента
УБТ – утяжеленные буровые трубы
ППУ – передвижная паровая установка

РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ПОЯНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1

Основные проектные данные 89826759544

п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер нефтерайона строительства скважин	Хаиркелды Южный
2	Номера скважин, строящихся по данному проекту	№№ 61,62
3	Площадь (месторождение)	на юго-западной части Арыскумского прогиба Сырдарьинского района Кызылординской области Республики Казахстан
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Цель бурения, назначение скважины	Добывающие (эксплуатационные)
6	Проектный горизонт	- Нижний мел - Верхняя юра
7	Проектная глубина, м По вертикали По стволу	 1950 (±250) м 1950 (±250) м
8	Число объектов испытания В колонне В открытом стволе	
9	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	вертикальные
10	Тип профиля	вертикальные
11	Азимут бурения, град	
12	Максимальный зенитный угол, град	
13	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	
14	Категория скважины	Эксплуатационная
15	Способ бурения	роторный
18	Вид привода	ДВС
19	Вид монтажа (первичный, повторный)	Повторный
	Тип буровой установки	Мобильные буровые установки ZJ-30 др.зарубежные аналоги
20	Тип вышки	телескопическая
21	Наличие механизмов АСП (Да, Нет)	нет
22	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	 70,39 77,39
23	Тип установки для испытаний	БУ
24	Продолжительность цикла строительства скважины, сутки	
	Всего на 1 скв.:	44
	строительно-монтажные работы	10

п/п	Наименование	Значение
	подготовительные работы к бурению	3
	бурение и крепление	30
	испытание	-
	в открытом стволе	
	в эксплуатационной колонне	
	Заключительный этап	1
25	Коммерческая скорость бурения, м/ст. мес.	1348

Примечание:

1. Настоящий Технический проект разработан в табличной форме по рекомендованному макету рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ РД 39-0148052-537-87.

2. Все изменения и отклонения от настоящего проекта для бурового Подрядчика допускаются по согласованию с проектной и утвердившей проект организациями.

3. В процессе строительства скважины специалисты Заказчика могут вносить уточнения в программы бурения, крепления и освоение (эксплуатации) скважины с соблюдением норм и правил, действующих в Республике Казахстан.

Подключение скважин предусматривается в рамках рабочего проекта «Обустройство группы месторождений Хаиркелды и Таур 2025 г.» с разделом «Охрана окружающей среды».

Таблица 1.2

Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	426.0	0	20	0	0
Кондуктор	324.0	0	60	0	0
Техническая колонна	244.5	0	1000	0	0
Эксплуатационная	168.3	0	1950	0	0

2. Основание для проектирования

Таблица 2.1

Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п/п	Наименование документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование (номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ)
1	2
1.	Договор № 2231-21/382 от 25 ноября 2021 г. между ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП) и ТОО «ЭКО – Астана НР» на оказание услуг по Разработке «Группового технического проекта на бурение эксплуатационных скважин на месторождении Хаиркелды Южный ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»
2.	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.
3	Государственная лицензия Министерства Энергетики РК № 16015360 от 02.09.2016 г. на занятие «Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа», Государственная лицензия Министерства Энергетики РК № 01851Р от 04.08.2016 г. на вид деятельности «Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды» - «Природоохранное проектирование, нормирование, работы в области экологической экспертизы, экологический аудит»
4	Проект «Проект разработки месторождения Хаиркелды Южный»

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1

Сведения о районе буровых работ

Наименование	Показатели
1. Административное расположение района строительства скважин:	
область	Кызылординская
район	Сырдарьинский
2. Рельеф местности	равнина с перепадами высот 2-3м
3. Группа и состояние грунта	2, сухой
4. Растительный покров	
Температура воздуха: максимальная летом минимальная зимой	+12 +42 -35
6. Количество осадков за год	100 мм (среднегодовое)
7. Максимальная глубина промерзания грунта	1,0 м
8. Продолжительность отопительного периода	195 дней
9. Преобладающее направление и наибольшая скорость ветра	В и СВ до 28,5 м/сек
10.Количество ветреных дней в зимний период	более 30 дней
11. Сведения о площадке строительства	0,36 га – на 1 скв
12. Сведения о подъездных дорогах	гравийное
13. Размеры отводимых во временное пользование земель	1,7 га – на 1 скв
14. Источники технического и питьевого водоснабжения	Питьевая вода привозная (для котельной и хозбытовых нужд – Артезианская скважина, для питьевых целей - Кызылорда), техническая вода водозаборная скважина
15. Сведения о теплоснабжении	котельная установка
16. Сведения об энергоснабжении	Дизель-генератор буровой установки
17. Наличие местных стройматериалов	песок, гравий
18. Наличие средств связи	Радиотелефон, радиостанция
19. Наличие баз снабжения материалами, ГСМ	имеются в районе проведения работ, при необходимости создание собственной базы снабжения.
20. Тампонажная база	в районе проведения работ

Таблица 3.2

Сведения о площадке строительства буровой

№ п/п	Наименование	Значение (текст, назначение, величина)
1	Рельеф местности	Равнина с перепадами высот 2-3м
2	Состояние местности	Слабовсхолмленная степь
3	Толщина, см:	составляет:
	снежного покрова почвенного слоя	40 Плодородный слой 10-15
4	Растительный покров	Скудный, полупустынного типа
5	Категория грунта	Вторая

Таблица 3.3

Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Название участка	Размер	Источник нормы отвода земель
Строительство буровой, установки и размещение оборудования и техники	1,7	СН 459-74

Таблица 3.4

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

Название вида снабжения: (для бурения, питьевая вода для бытовых нужд, энергоснабжения, связь, местные стройматериалы и т.д.)	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связь и стройматериалов
Техническая вода	Водозаборная скважина	Рядом с основной скважиной	
Пресная вода 1. для котельной и хозбытовых нужд; 2. для питьевых целей	Артезианская скважина Кызылорда	50 140	Автоцистерна Бутилированная по спецификации подрядчика
Электроснабжение	Дизель-генератор буровой установки	Буровая	
Связь	Радиотелефон, радиостанция	140 км	Связь с офисом

Таблица 3.5

Сведения о транспортировке вахт

Пункты		Расстояние, км	Вид транспорта	Периодичность смены вахт
отправления	назначения			
г.Кызылорда	м.Хаиркелды	140	автотранспорт	14/14

Раздел II.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

2.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Общие сведения о районе работ

В административном отношении месторождение Хаиркелды расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан (рис. 1.1).

В географическом отношении месторождение Хаиркелды находится в юго-западной части Торгайской низменности. Площадь геологического отвода составляет 647.04 км^2.

В непосредственной близости от месторождения расположены нефтяные и газонефтяные месторождения Аксай, Нуралы, Коныс и Северо-Западный Коныс.

Контрактный участок находится в 150 км на северо-северо-запад от областного центра г. Кызылорда. Дорожная сеть представлена трассой Кызылорда-Кумколь с асфальтовым покрытием, межпромысловыми гравийно-песчаными дорогами и бездорожьем.

Непосредственно по контрактной территории проходит нефтепровод Коныс-Кумколь, который соединяется с магистральным нефтепроводом Кумколь-Каракоин. В 140 км на юго-запад от месторождения есть выход на экспортный маршрут по железной дороге через ст. Джусалы, где имеются два независимых нефтеналивных терминала (один из которых принадлежит CNPC).

Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожным терминалом на станции Джусалы соединяет также нефтепровод Кызылкия-Арыскум-Майбулак (КАМ), протяженностью 177 км.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резко континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков менее 150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -15°С (до -40°С), летом +27°С (до +45°С).

Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичным для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом - западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

Геологическое строение месторождения

Месторождение нефти Хаиркелды расположено в юго-западной части Арыскумского прогиба. В разрезе месторождения на протерозойском фундаменте залегают отложения юрской, меловой систем и кайнозойской группы.

Ниже приводятся литолого-стратиграфическая характеристика разреза:

Домезозойские отложения фундамента и промежуточного комплекса

Домезозойские отложения в пределах горстов вскрыты в забойных частях многочисленных скважин, в том числе и на месторождении Хаиркелды, и представлены сланцами (глинистыми, кремнистыми), кварцитами, и реже вулканогенными образованиями. По данным сейсморазведки отложения не расчленяются и представляют собой единую толщу. Различаются по результатам изучения керна и представлены толщей метаморфических образований докембрия (фундамент) с одной стороны, и средне-верхнепалеозойским промежуточным (квазиплатформенным) комплексом с другой. Комплекс представлен терригенными образованиями от девона до перми и известняками фаменско-турнейского возраста.

Мезозойская группа (MZ)

Мезозой, во вскрытых разрезах месторождения Хаиркелды, представлен отложениями верхней части юрской и меловой систем. Вскрытый скважинами осадочный разрез начинается с отложений кумкольской свиты верхней юры. Карагансайская свита (батский ярус) и дощанская (байосский-ааленский ярус) средней юры залегают в грабен синклиналях на больших глубинах под кумкольской. В пределах площади Хаиркелды они могут быть вскрыты за пределами сводов поднятий.

Юрская система (J). Верхний отдел (J_3)

Кумкольская свита (J_3*km*)

Кумкольская свита сложена чередованием глин, глинистых алевролитов (толщиной от первых метров до 10 м) с песчаниками, глинистыми песчаниками (толщиной от первых метров до 10-20 м). Толщина свиты на месторождении меняется от 23 до 60.7 м. В разрезе преобладают песчаные породы, с которыми связан горизонт Ю-I.

Акшабулакская свита (J_3*ak*)

Отложения акшабулакской свиты вскрыты всеми скважинами и представлены верхней ее частью (титонский ярус). На месторождении отложения свиты представлены глинами с прослоями алевролитов и песчаников (1-3 м, иногда до 10 м), которые на соседних месторождениях являются нефтеносными (горизонт Ю-0). На месторождении Хаиркелды здесь выявлены залежи в горизонтах Ю-0-1, Ю-0-2 и Ю-0-3. Толщина свиты колеблется в пределах 92.5-124.5 м.

Меловая система (К)

Меловые отложения представлены двумя отделами: нижним и верхним. В составе нижнего отдела выделяется три свиты: даульская, карачетауская и кызылкиинская. К верхнему отделу относятся отложения нижнего турона и нерасчлененного верхнего турон-сенона.

Нижний отдел ($К_1$) Неокомский надъярус ($К_1$nc)

В разрезе неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты - нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита ($K_1nc_1^1$) расчленена на две части: нижнюю (арыскумский горизонт) песчано глинистую и верхнюю преимущественно глинистую.

Арыскумский горизонт (K_1nc_1*ar*) является регионально нефтеносным и представляет собой базальный горизонт ортоплатформенного структурного этажа. Разрез горизонта на месторождении Хаиркелды отличается от разреза соседних месторождений (например, Таур) тем, что в его составе горизонт М-1 замещен глинами, и развит только нижний песчаный горизонт М-II. Толщина горизонта достигает 15 м. Общая толщина арыскумского горизонта колеблется от 113.3 до 129.2 м.

Горизонт М-II арыскумского горизонта на месторождении Хаиркелды вскрыт всеми скважинами и представлен песчаниками с прослойками алевролитов и глин. Песчаники зеленовато-серые мелко, среднезернистые. Верхняя часть **нижнедаульской подсвиты** (толщина 142-155 м) сложена коричневыми глинами с прослойками алевролитов. Она является региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыскумского горизонта.

Верхнедаульская подсвита ($К_1nc_2$) в нижней и средней частях представлена переслаиванием песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней - преимущественно глинами. Толщина около 360 м. Возраст даульской свиты установлен по единичным находкам пресноводных остракод, типичных для отложений готерив-баррема и датируется как неокомский.

Карачетауская свита $К_1a+a1_{1-2}$

Отложения свиты с размывом залегает на даульской свите. Породы сложены песками, песчаниками серыми, в нижней части гравелитами серыми, зеленовато-серыми, глинами алевритистыми, конгломератами мелкогалечными.

Толщина отложений от 222 м до 232 м.

Кызылкиинская свита K_1a1_3+K_2s

Нерасчлененные отложения альб-сеномана залегают согласно на карачетауской свите и сложены алевролитами пестроцветными глинистыми и глинами с прослоями песков и песчаников в средней части.

Толщина свиты от 105 м до 122 м.

Верхний отдел (K_2)

Нерасчлененный верхний турон–нижний сенон (K_2t_2-sn_1)

Нерасчлененные отложения верхнего турона, коньяка и сантона залегают с размывом на породах кызылкиинской свиты и представлены переслаиванием пестроцветных песков и глин, толщиной 544-555 м.

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген-четвертичной систем.

Палеогеновая система (P)

Отложения палеогена, развитые в центральных частях Арыскумского прогиба. Нерасчлененные палеогеновые отложения представлены в нижней части глинами пестроцветными, песками, алевролитами; в средней части глинами сероцветными. Черными, песками светло-серыми с прослоями глин и ракушняков. В верхней части разреза преобладают красноцветные песчаники, гравелиты, алевролиты с прослоями глин. Общая толщина до 200 м.

Неогеновая система (N)

Неоген представлен валунно-галечниками, песками, глинами с прослоями мергелей. Толщина отложений достигает 40 м.

Четвертичные отложения (Q)

К четвертичной системе отнесены суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее пониженных участков территории Арыскумского прогиба, толщиной до 20 м.

Тектоническое строение месторождения

В соответствии с существующими представлениями Южно-Торгайская впадина является связующим звеном между двумя крупными постгерцинскими плитами - Туранской на западе и юго-западе и Западно-Сибирской на севере. Являясь пограничной структурой, впадина формировалась под воздействием всех тектонических процессов, которые были характерны для эпигерцинской Туранской плиты на западе и эпикаледонской Центрально-Казахстанской структурной зоны на востоке.

Этап консолидации для Южно-Торгайского бассейна соответствует каледонской фазе тектогенеза (ранний палеозой). В среднем и позднем палеозое здесь отлагались терригенно-карбонатные формации платформенного типа, формирующие промежуточный (квазиплатформенный) структурный этаж. На завершающих этапах герцинской фазы тектогенеза (пермское-раннетриасовое время) территория испытала значительный подъем, вследствие чего здесь доминировали континентальные условия осадконакопления с эрозией на приподнятых участках палеозойских, а иногда и протерозойских отложений.

В результате тектонической активизации на завершающих этапах герцинского тектогенеза, в пределах Торгайской бассейна начались процессы рифтообразования. На позднетриас-раннеюрское время приходится интенсивное погружение в пределах грабен синклиналей (рифтов), сопровождающееся интенсивным воздыманием в пределах горст-антиклиналей. Интенсивно прогибающиеся участки компенсировались мощными синрифтовыми толщами континентальных отложений. Максимальное погружение приходится на ранне-среднеюрское время, а уже в поздней юре темп погружения начинает замедляться с последовательным расширением площади осадконакопления и вовлечением прилегающих участков домезозойского основания (горст-антиклиналей).

Этот этап развития бассейна относится с платформенному рифтовому и в меловое время он сменился ортоплат форменным пост рифтовым с повсеместным развитием отложений по всей площади Южно-Торгайского прогиба и даже прилегающих

территорий.

В результате рифтообразования возникла система линейно вытянутых грабен-синклиналей и разделяющих их грабен-антиклиналей.

Южно-Торгайская впадина состоит из двух прогибов: Арыскумского на юге и Жиланчикского на севере, разделенных Мынбулакской седловиной. Месторождение Хаиркелды расположено в Арыскумском прогибе.

В Арыскумском прогибе выделяется четыре горст-антиклинали с запада на восток: Аксайская, Ащисайская, Табакбулакская и Бозингенская, разделенные таким же количеством грабен-синклиналей: Арыскумская, Акшабулакская, Сарыланская, Бозингенская.

Месторождение Хаиркелды расположено в пределах центральной части Аксайской горст-антиклинали.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: домезозойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют породы протерозоя, которые на месторождении вскрыты всеми скважинами. В составе платформенного чехла четко выделяются два структурных подэтажа: рифтогенный и ортоплатформенный.

На месторождении Хаиркелды в домезозойском фундаменте четко выделяется небольшой удлиненный выступ, соединяющий две выраженные приподнятые зоны Нуралы-Аксайскую на юго-востоке и Кызылкиинскую на северо-западе. К этой приподнятой зоне приурочена площадь Хаиркелды, состоящая из двух вершин - западной (район скв. №1) и восточной (район скв. №4). По кровле фундамента Хаиркелдинское поднятие имеет небольшие размеры 5.0х2.5 км при амплитуде до 50 м.

Для юрских отложений характерен унаследованный характер соотношения структурных элементов и на примере структурных построений по фундаменту, кумкольскому и акшабулакскому горизонтам можно видеть, что характер структур меняется и вверх по разрезу они становятся более сложными по форме. Вверх по разрезу также затухают тектонические нарушения. Если для поверхности фундамента и кумкольского горизонта разломная тектоника имеет достаточно интенсивное выражение, то уже на уровне кровли акшабулакского горизонта многие тектонические нарушения не выделяются.

В районе распространения верхнеюрских залежей нефти выделяются два приподнятых тектонических блока. Западный блок расположен на западе участка в районе скважин (№№1, 11 и 15) и ограничен нарушением f_1. Восточный блок расположен в районе скважин (№№4, 12, 13, 14 и 16) и осложнен нарушениями f_2 и f_4.

В пределах Западного блока выделяется структура субширотного простирания, размерами 2.7х1.0 км и амплитудой до 40 м. Структура Западного блока осложнена нарушениями f_3 и f_5.

В пределах Восточного блока выделяется брахиантиклинальная структура размерами 2.0х1.5 км и амплитудой до 30 м. Структура Восточного блока осложнена нарушением f_2.

По кровле арыскумского горизонта М-II структура становится еще более сглаженной, тем не менее, она несет в себе отражение тех же особенностей строения, что прослеживаются для нижележащих комплексов.

В пределах Западного блока по горизонту М-II выделяется брахиантиклинальная структура размерами 2.2х2.6 км и амплитудой 20 м. Структура Западного блока осложнена нарушениями f_3 и f_5.

В пределах Восточного блока выделяется антиклинальная структура меридианального простирания размерами 3.7х2.3 км и амплитудой до 30 м. Структура Восточного блока осложнена нарушением f_2.

Характеристика строения, нефтегазоносности и коллекторских свойств

продуктивных горизонтов

Месторождение Хаиркелды в нефтегазоносном отношении расположено в центральной части юго-восточной половины Аксайской горст–антиклинальной зоны между месторождениями Кызылкия и Западный Нуралы.

В пределах Аксайской горст-антиклинальной зоны открыты и разведаны месторождения Аксай, Южный Аксай, Западный Нуралы, Таур, Кызылкия, Северная Кызылкия, Караванчи, Южный Карабулак и Кенлык.

На всех перечисленных и других месторождениях Арыскумского прогиба нефтегазонакопление приурочено к песчаным коллекторам арыскумского горизонта нижнего неокома (М-I и М-II), а также к коллекторам верхней (Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III), средней (Ю-IV) и нижней юры (Ю-V, Ю-VI), в зависимости от структурного расположения отложений перечисленных горизонтов и свит.

На всех месторождениях прогиба главным структурным фактором нефтегазонакопления является наличие палеоподнятий домезозойского структурного этажа.

Основным литологическим фактором являются песчаные породы, очень редко гравелиты, конгломераты и глинистые песчаники. При нахождении залежей углеводородов непосредственно на сводах высоких поднятий можно ожидать газонефтяной состав залежей, в остальных случаях характер залежей, как правило, нефтяной.

На основании сейсмических исследований МОГТ 3Д, комплексов ГИС, корреляции разрезов скважин на месторождении Хаиркелды выделено 6 горизонтов на двух блоках Западный и Восточный. Один в нижнемеловых и пять в верхнеюрских отложениях.

Промышленная нефтеносность установлена в пределах арыскумского горизонта нижнего неокома и акшабулакской свиты верхней юры. К отложениям нижнего неокома приурочен продуктивный горизонт М-II. В отложениях акшабулакской свиты выделяются продуктивные горизонты Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3.

Горизонты Ю-0-4 акшабулакской свиты и Ю-I кумкольской свиты характеризуются как водонасыщенные. Газовых горизонтов и газовых шапок на месторождении не выявлено.

За основу структурных построений принята геологическая модель месторождения, созданная специалистами компании ТОО «Reservoir Evaluation Services» в результате интерпретации сейсмики 3Д и данными пробуренных на месторождении в период 2011-2014 гг. 8-ми скважин (2-х поисково-разведочных (№№1 и 4), 4-х опережающих добывающих (№№11, 12, 13 и 14), и 2-х разведочных (№№15 и 16)).

На месторождении Хаиркелды <u>арыскумский продуктивный горизонт</u> представлен тремя пачками пород. Верхняя пачка: переслаивание глинистых песчаников, алевролитов и глин. Средняя пачка: глины, алевролиты с редкими прослоями песчаников. Нижняя пачка: песчаники, гравелиты с прослоями глин и алевролитов.

К нижней пачке приурочен **<u>продуктивный горизонт М-II</u>**. Продуктивный горизонт М-II структурно делится на Западный и Восточный блоки, со своими водонефтяными контактами и подсчетными параметрами.

В пределах **Западного блока к горизонту М-II** приурочены две нефтяные залежи. Нефтяная залежь северной части ограничена тектоническими нарушениями с юга f_5, с запада f_3 и с востока f_1. Минимальная абсолютная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1569.7 м (скв. №11), водонефтяной контакт минус 1575.8 м, высота залежи 6.1 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 0.6х1.95 км.

Нефтяная залежь южной части ограничена тектоническими нарушениями с севера f_5, с запада f_3 и с востока f_1. Минимальная абсолютная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора в своде минус 1569.1 м (скв. №1), водонефтяной контакт от минус 1580.3 м до минус 1582.1 м, высота залежи 13 м, размеры в пределах контура нефтеносности

составляют 1.5х2.4 км.

Продуктивность горизонта установлена опробованием скважин (№№1, 11 и 15).

В скважинах (№№1и 11) получены фонтанные притоки нефти дебитами 44.9 $м^3$/сут и 47.7 $м^3$/сут, соответственно. В скважине №15 получен приток нефти в колонне.

Общая толщина горизонта на Западном блоке меняется от 12 м (скв. №15) до 12.8 м (скв. №1). Эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов варьирует в пределах от 6.1 м (скв. №11) до 9.8 м (скв. №1). Коэффициент песчанистости изменяется от 0.48 до 0.77 д.ед., в среднем составляя 0.60 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2 д.ед.

Горизонт освещен керном из скважины №11. Проанализировано 17 образцов, представительными являются 10 образцов. По керну открытая пористость в среднем составляет 0.21, средняя проницаемость 495.2 мД.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости 0.18 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0.57 д.ед.

Площадь нефтеносности по горизонту Западного блока по промышленной категории C_1 составляет 2889 тыс.$м^2$.

В пределах **Восточного блока продуктивный горизонт М-II** вскрыт скважинами (№№4, 12, 13, 14 и 16). Продуктивность пласта доказана опробованием и получением притоков нефти в скважинах (№№4, 12 и 14). Фонтанные притоки нефти получены в скважинах (№№4 и 12), дебиты нефти горизонта изменяются от 45.3 $м^3$/сут до 62.7 $м^3$/сут, в скважине №14 при свабировании получен приток нефти с водой.

Горизонт М-II тектоническим нарушением f_2 разделен на северо-западную и юго-восточную части.

В северо-западной части залежь ограничена тектоническими нарушениями f_1 с запада и f_2 с востока. Минимальная абсолютная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора равна минус 1562.9 м (скв. №12), водонефтяной контакт минус 1580.7 м, высота залежи 17.8 м. Размеры залежи в пределах условного контура нефтеносности 1.5х2.7 км.

В юго-восточной части залежь экранирована с северо-запада тектоническим нарушением f_2. Минимальная абсолютная отметка в своде минус 1562.8 м (скв. №14), водонефтяной контакт минус 1571.4 м, высота залежи 8.6 м, размеры в пределах контура нефтеносности составляют 1.1х2.3 км.

Общая толщина горизонта на Восточном блоке колеблется от 9.4 м (скв. №14) до 20.5 м (скв. №12), при среднем значении 15.7 м; эффективная от 4.5 м (скв. №16) до 10.5 м (скв. №12), при среднем значении 7.8 м; эффективная нефтенасыщенная от 4.5 м (скв. №16) до 10.5 м (скв. №12), при среднем значении 7.6 м.

Количество выделенных пластов–коллекторов колеблется от 2 (скв. №№4, 12 и 16) до 3 (скв. №№13 и 14). Коэффициент песчанистости изменяется от 0.02 до 0.13 д.ед., в среднем составляя 0.02 д.ед. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2 д.ед.

Горизонт освещен керном из скважин (№№4, 12 и 13). Проанализировано 47 образцов, представительными являются 47 образцов. По керну открытая пористость в среднем составляет 0.19, средняя проницаемость 833 мД.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости 0.17 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0.58 д.ед.

Залежь сводовая, тектонически экранированная.

Площадь нефтеносности по горизонту Восточного блока по промышленной категории C_1 составляет 4706 тыс.$м^2$.

Продуктивные горизонты Ю-0-1, Ю-0-2 и Ю-0-3 выделяются в отложениях акшабулакской свиты верхней юры.

Продуктивный горизонт Ю-0-1 тектоническим нарушением f_1 структурно делится на Западный и Восточный блоки.

В пределах **Западного блока** горизонт тектоническими нарушениями f_3 и f_5

разделен на три части: южная в районе скв. №1, северная в районе скв. №11 и западная в районе скв. №15.

В западной части горизонта в районе скв. №15 коллекторы фациально замещены.

Нефтяная залежь северной части ограничена тектоническими нарушениями с юга f_5, с запада f_3 и с востока f_1. Минимальная абсолютная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора равна минус 1604.6 м (скв. №11), водонефтяной контакт минус 1609 м, высота залежи 4.4 м, размеры залежи в пределах условного контура нефтеносности 0.3х1.1 км.

Залежь нефти в южной части ограничена тектоническими нарушениями с севера f_5, с запада f_3 и с востока f_1. Минимальная абсолютная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1612.2 м (скв. №1), условный водонефтяной контакт минус 1614.3 м, высота залежи 2.1 м, размеры залежи нефти составляют 0.6х1.5 км.

Продуктивность залежи Западного блока доказана опробованием и получением притоков нефти в скважинах (№№1 и 11). За время свабирования было добыто нефти от 41.4 $м^3$ до 116 $м^3$, соответственно.

Общая толщина горизонта на Западном блоке колеблется от 5.1 м (скв. №1) до 7.9 м (скв. №15), при среднем значении 6.3 м; нефтенасыщенная от 2.1 м (скв. №1) до 4.5 м (скв. №11), при среднем значении 3.3 м.

Количество выделенных пластов–коллекторов колеблется от 1 до 2. Коэффициенты песчанистости в среднем составляет 0.58 д.ед., расчлененности – 2 д.ед.

Горизонт керном не освещен. По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости 0.19 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0.62 д.ед.

Залежь сводовая, тектонически экранированная.

Площадь нефтеносности по горизонту Западного блока по промышленной категории C_1 составляет 654 тыс.$м^2$.

В пределах **Восточного блока горизонт Ю-0-1** вскрыт скважинами (№№4, 12, 13, 14 и 16). Горизонт Ю-0-1 тектоническим нарушением f_2 разделен на северо-западной и юго-восточной части.

В юго-восточной части горизонта коллекторы в скважинах (№№4, 13 и 14) фациально замещены.

Залежь нефти в северо-западной части ограничена тектоническими нарушениями с севера f_4, с запада f_1 и с востока f_2. Минимальная абсолютная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора равна минус 1588.1 м (скв. №12), водонефтяной контакт минус 1600 м, высота залежи 11.9 м. Размеры залежи в пределах условного контура нефтеносности 0.9х1.9 км.

Продуктивность горизонта Восточного блока доказана опробованием скважин (№№12 и 16). В скважине №12 получен не переливающий приток нефти, за время свабирования добыто 10.5 $м^3$ нефти. В скважине №16 получен не переливающий приток нефти, за время свабирования добыто 46 $м^3$ нефти.

Общая толщина горизонта на Восточном блоке колеблется от 5.8 м (скв. №12) до 8.7 м (скв. №13), при среднем значении 7.2 м; эффективная нефтенасыщенная от 5.8 м (скв. №12) до 6.4 м (скв. №16), при среднем значении 6.1 м.

Количество выделенных пластов–коллекторов колеблется от 1 до 2. Коэффициенты песчанистости в среднем составляет 0.945 д.ед., расчлененности – 0.111 д.ед.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости 0.21, коэффициент нефтенасыщенности 0.62 д.ед.

Залежь нефти сводовая, тектонически экранированная.

Площадь нефтеносности по горизонту Восточного блока по промышленной категории C_1 составляет 1247 тыс.$м^2$.

<u>Продуктивный горизонт Ю-0-2</u> тектоническим нарушением f_1 структурно делится на Западный и Восточный блоки.

В пределах **Западного блока** горизонт тектоническими нарушениями f_3 и f_5

разделен на три части: южная в районе скв. №1, северная в районе скв. №11 и западная в районе скв. №15.

В северной и южной частях Западного блока (район скв. №№1 и 11) коллекторы фациально замещены.

Залежь нефти в западной части Западного блока ограничена тектоническими нарушениями с запада f_6 и с востока f_3. Минимальная абсолютная отметка в своде залежи минус 1620.2 м, условный водонефтяной контакт минус 1624.3 м, высота залежи 4.1 м. Размеры в пределах условного контура нефтеносности составляют 0.5х1.0 км.

Продуктивность горизонта Западного блока доказана опробованием и получением притоков нефти в скважине №15. За время свабирования было добыто нефти 21.5 $м^3$.

Общая толщина горизонта в среднем равна 5.6 м; эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 2.7 м. Выделен 1 пласт-коллектор Коэффициенты песчанистости составляет 1 д.ед., расчлененности – 1 д.ед.

Горизонт освещен керном из скважины №15. Проанализировано 4 образца, которые признаны представительными. По керну открытая пористость в среднем составляет 0.18, средняя проницаемость 22.9 мД.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости 0.17, коэффициент нефтенасыщенности 0.55.

Залежь сводовая, тектонически экранированная.

Площадь нефтеносности по горизонту Западного блока по промышленной категории C_1 составляет 324 тыс.$м^2$.

В пределах **Восточного блока горизонт Ю-0-2** тектоническим нарушением f_2 разделен на северо-западную и юго-восточную части.

В районе скважин (№№12, 16 и 4) коллекторы фациально замещены.

Залежь юго-восточной части ограничена тектоническими нарушениями с запада f_2 и с северо-востока f_4. Минимальная абсолютная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора равна минус 1608.9 м (скв. №14), водонефтяной контакт минус 1620.6 м, при этом высота залежи 11.7 м. Размеры залежи в пределах условного контура нефтеносности 1.0х1.6 км.

Продуктивность пласта доказана опробованием и получением не переливающего притока нефти в скважине №14. За время свабирования из скважины №14 добыто 4.4 $м^3$ нефти.

Общая толщина горизонта на Восточном блоке колеблется от 5.7 м (скв. №4) до 10.4 м (скв. №14), при среднем значении 8 м; эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2.7 м (скв. №№13 и 14). Коэффициент песчанистости изменяется от 0.26 до 0.36 д.ед., в среднем составляя 0.31 д.ед. Коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 2 д.ед., в среднем составляя 2 д.ед.

Горизонт керном не освещен. По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости 0.21, коэффициент нефтенасыщенности 0.61.

Залежь сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Площадь нефтеносности по горизонту по промышленной категории C_1 составляет 959 тыс.$м^2$.

<u>Продуктивный горизонт Ю-0-3</u> тектоническим нарушением f_1 структурно делится на Западный и Восточный блоки.

В пределах **Западного блока** горизонт тектоническими нарушениями f_3 и f_5 разделен на три части: южная в районе скв. №1, северная в районе скв. №11 и западная в районе скв. №15.

В северной части горизонта (район скв. №11) коллектора фациально замещены.

В южной части (район скв. №1) и в западной части (район скв. №15) горизонта коллекторы водонасыщенны.

В пределах Восточного блока горизонт Ю-0-3 тектоническим нарушением f_2 разделен на северо-западной и юго-восточной части.

В пределах северо-западной части горизонта в скважинах (№№12 и 16) коллектора фациально замещены.

В юго-восточной части нефтяная залежь ограничена тектоническими нарушениями с запада f_2 и с северо-востока f_4. Минимальная абсолютная отметка кровли коллектора равна минус 1626.1м (скв. №4), водонефтяной контакт минус 1636.7 м, высота залежи 10.6 м. Размеры залежи в пределах контура нефтеносности 1.1х1.7 км.

Продуктивность горизонта Восточного блока установлена опробованием скважин (№№4, 13 и 14). Во всех скважинах получены не переливающие притоки нефти.

В скважине №4 при свабировании добыто 185.8 $м^3$ нефти, в скважине №14 за время свабирования добыто 395.6 т нефти. В скважине №13 получен приток нефти в колонне, за время свабирования откачено 12.2 $м^3$.

Общая толщина горизонта на Восточном блоке колеблется от 13.2 м (скв. №4) до 15.2 м (скв. №13), при среднем значении 15.2 м; эффективная колеблется от 3.5 м (скв. №13) до 7.1 м (скв. №4), при среднем значении 4.83 м; эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 1.0 м (скв. №14) до 55 м (скв. №4), при среднем значении 2.8 м. Коэффициент песчанистости изменяется от 0.07 до 42, в среднем составляя 0.20. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2.

По данным ГИС средневзвешенный коэффициент пористости 0.16, коэффициент нефтенасыщенности 0.54 д.ед.

Залежь сводовая, тектонически экранированная.

Площадь нефтеносности по горизонту по промышленной категории C_1 составляет 926 тыс.$м^2$.

В настоящей работе уточнена корреляция горизонта Ю-I. В скважине №1 ранее выделенный в оперативном подсчете нефтяной пласт не является коллектором. В скважине №4 горизонт Ю-I выделяется не в интервале 1862-1865 м, а в интервале 1886-1905 м и интерпретируется как водонасыщенный.

При опробовании интервала 1898-1900 м в скважине №4 получен приток пластовой воды. В скважине №11 при опробовании горизонта Ю-I также получен приток пластовой воды. Поэтому ранее оцененные в оперативном подсчете по категории C_2 запасы нефти горизонта Ю-I не подтверждаются.

Таблица 2.1

СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ, ЭЛЕМЕНТЫ ЗАЛЕГАНИЯ И КОЭФФИЦИЕНТ КАВЕРНОЗНОСТИ ПЛАСТОВ

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Название	Ярус	Индекс	Угол, град	Азимут, град	
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
0	271	Четв.+неоген+ палеоген		Q+N+P			1,3
271	820	Верхний мел	Нерасчлененный верхний турон+нижний сенон	K_2t_2-sn_1			1,2
820	942	Нижний мел	Кызылкиинская свита	K_1a1_3+K_2s			
942	1164		Карачетауская свита	K_1a+$a1_{1-2}$			1,2
1164	1524		Верхнедаульская подсвита	K_1nc_2			1,2
1524	1678		Нижнедаульская подсвита	K_1nc_1			1,2
1678	1796		Арыскумский горизонт	K_1nc_1ar			1,2
1796	1924	Юрская система. Верхний отдел	Акшабулакская свита	J_3ak			1,2
1924	2006		Кумкольская свита	J_3km			1,2
2006	2079	Палеозойская		PZ			1,2

Таблица 2.2

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	Процент	
1	2	3	4	5	6
Q + N + P	0	271	Суглинки	5	
			Супеси	5	
			Галечники	5	Валунные
			Пески	10	Черные, светло-серые с прослоями глин и ракушняков
			Глины	60	С прослоями мергелей, пестроцветные, сероцветные
			Алевролиты	5	С прослоями глин
			Песчаники	5	Красноцветные
			Гравелиты	5	
<u>Меловая система – К</u>			Пески	15	Пестроцветные
Верхний мел – К2	271	820	Глины	50	
Нерасчлененный верхний турон–нижний сенон K_2t_2-sn_1			Алевролиты	10	Коричневые, темно-коричневые, светло-серые, серо-зеленые, пестроцветные глинистые, слюдистые, среднезернистые, слабокарбонатные, слабосцементированные с прослоями серого аргиллита
Нижний мел – K_1					
Неокомский надъярус – K_1nc			Глины	50	С прослоями песков и песчаников
Кызылкиинская свита K_1a1_3+K_2s	820	942	Пески	10	
Карачетауская свита-K_1a+$a1_{1-2}$	942	1164	Песчаники	10	Серые
			Гравилаты	5	Серые, зеленовато-серые, коричневато-серые, состоящие из обломков остроугольных зеленовато-серого песчаника и алевролита, красновато-коричневого кварцевого материала, слабосцементированный, слабослюдистый крепкий
			Глины	50	Алевритистые
			Конгломераты	10	Мелкогалечные

			Песчаники	50	Зеленовато-серые мелко, среднезернистые, с прослойками алевролитов и глин
Верхнедаульская подсвита – K_1nc_2	1164	1524	Глины	50	
Нижнедаульская подсвита - K_1nc_1 Арыскумский горизонт – K_1nc_1ar	1524 1678	1678 1796	Аргиллит	10	Коричневый, гнездами светло-зеленый, сильно известковистый, слюдистый, алевритистый, реже песчанистый, средней крепости,
<u>Юрская система-J</u>			Глины	60	Тёмно-серая, слюдистая, алевритистая, слоистая
Верхний отдел – J_3 Акшабулакская свита – J_{3ak}	1796	1924	Песчаники	10	Светло-серые, мелкозернистые, алевритовые, карбонатные, сцементированные глинистым цементом базально-порового типа
			Гравелит	10	Светло-серый, аркозовый, разнообломочный, наличие обломков как псефитовой, так и псаммитовой фракций достигающих 7мм, в обломках силицитовые породы, в основном, кварц, яшмовые фрагменты, прозрачно-белые, розовые, зелёные, полуокатанные, окатанные, плохо сортированные
Кумкольская свита – J_{3km}	1924	2006	Аргиллиты	10	От серых до темно-серых с зеленоватом оттенком, массивные, реже слоистые, плотные, крепкие, слабо карбонатные
			Алевролиты	10	Серые с зеленоватым оттенком, тонко-мелкозернистые, на глинистом местами на карбонатном цементе, крепко сцементированны
			Глины	60	Серые, темно-серые, черные, плотные, пелитовые, нетвердые, некрепкие, тонкопористые
Палеозойская PZ	2006	2079	Сланцы	20	Глинистые, кремнистые
			Кварциты	10	
			Вулкагенные образования	10	

Таблица 2.3

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см^3	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм^2	Расслоенность пород	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм^2	Гидратационное разуплотнение (набухание) породы
	От (верх)	До (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Q+N+P	0	271	Суглинки	1,6										Средняя			
			Супеси	1,6										Средняя			
			Галечники	1,5										Средняя			
			Пески	1,6			50							Средняя			
			Глины	2,45				0	0	0	8	0	1	Мягкая			
			Алевролиты	2,72										Средняя			
			Песчаники	2,56			10							Средняя			
			Гравелиты	1,7										Средняя			
K_2 турон + нижний сенон	271	820	Пески		0,199	751,43	14,3	7,08			0	0	0	Средняя			
			Глины								13	0	2	Мягкая			
K_1	820	1796	Алевролиты											Средняя			
			Глины	2,46									3	Мягкая			
			Пески	1,52										Средняя			

			Песчаники	2,3 до 2,5										Средняя			
			Гравилаты											Средняя			
			Аргиллит											Средняя			
			Конгломераты											Средняя			
J	1796	2006	Глины	2,43									3	Мягкая			
			Песчаники	2,23 до 2,48	19,8	48,7	39,26	39,26						Средняя			
			Гравелит											Средняя			
			Аргиллиты											Средняя			
			Алевролиты											Средняя			

Таблица 2.4

Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания Многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: основная реликтовая	Льдистость пород, процент	НАЛИЧИЕ: да, нет			
	От (верх)	До (низ)			Избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д	Таликов	Межмерзлотных напорных (защемленных) вод	Пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ММП отсутствует								

2.2. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИН

Таблица 2.5

НЕФТЕНОСНОСТЬ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см^3		Кинематическая вяз-сть, при 20°С см^2/сек	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит по нефти, м^3/сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	После дегазации					Газовый фактор м^3/т.	Содержание сероводорода, % по объему У	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	Содержание углекислого газа, % по объему объему	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа кгс/см^2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K_1nc_1ar	1678	1796	Поровый	0.777	0.822	535,4	0,183	8,1		**2,74**					
J_3	1796	2006	Поровый	0,8035	0,8345	562,6	0,1495	13,3		**9,13**					

Примечание: в таблице 4.5 приняты фактические данные по ранее пробуренным скважинам на месторождении Хаиркельды

Таблица 2.6

Газоносность

Индекс страти-графи-ческого подраз-деления	Интервал, м		Тип кол-лектора	Состояние (газ. конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа % по объему	Относительная по воздуху плотность газа % по объему	Коэф-т сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, $м^3$/сут	Плотность газоконденсата, г/$см^3$		Фазовая проницаемость, мдарси
	От (верх)	До (низ)								В пластовых условиях	На устье скв.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K_1nc_1ar	1773,5	1791,0		газ		0.118	1,763					
J_3	1803,0	1840,0		газ		0.151	2,127					

Таблица 2.7

Водоносность

Индекс страти-графи-ческого подраз-деле-ния	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см^3	Свободный дебит,м^3/сут.	Фазо-вая проница-е-мость, мдар-си	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Сол-енность, °Бе.	Тип воды по Сулину: СФН-сульфатонатриевый, ГКН-гидрокарбонатнонатриевый, ХЛМ-хлормагниевый, ХЛК-хлоркальциевый	Относятся к источнику питьевого водо-снаб=жения (да, нет)
							Анионы			Катионы					
	от (верх)	до (низ)					Cl	SO_4	HCO_3	Na^+K^+	Mg^{++}	Ca^{++}			
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*
K_1nc_1ar	1780,5	1805,0	поровый				31977,38	681,72	172,03	16083,66	293,87	3949,55		ХЛК, ХЛМ	нет
J3	1799,0	1913,0	поровый				38696,63	484,24	136,75	18785,31	340,92	5458,24		ХЛК, СФН	нет

Примечание: 1. Указанный интервалы водоносность будут уточняться по данным геологической службой Заказчика.

Таблица 2.8

Давление и температура по разрезу скважины

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интревала	
			пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления				
			кгс/см2 на м			кгс/см2 на м			кгс/см2 на м			кгс/см2 на м				
	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (верх)	Источник получения	от (верх)	до (верх)	Источник получения	от (верх)	до (верх)	Источник получения	от (верх)	до (верх)	Источник получения	°С	Источник получения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q+N+P	0	271	0.1	0.1	РФЗ	0.1	0.1	РФЗ	0.183	0.183	РФЗ	0.207	0.207	РФЗ	18	РФЗ
K_2t_2-sn_1	271	820	0.1	0.1	РФЗ	0.1	0.1	РФЗ	0.183	0.183	РФЗ	0.207	0.207	РФЗ	28	РФЗ
K_2t_2-sn_1	820	942	0.1	0.103	РФЗ	0.1	0.103	РФЗ	0.183	0.183	РФЗ	0.207	0.207	РФЗ	35	РФЗ
K_1a1_3+K_2s	942	1164	0.103	0.105	РФЗ	0.103	0.105	РФЗ	0.183	0.183	РФЗ	0.207	0.207	РФЗ	38	РФЗ
K_1a+$a1_{1-2}$	1164	1796	0.105	0.105	РФЗ	0.105	0.105	РФЗ	0.183	0.188	РФЗ	0.207	0.21	РФЗ	40	РФЗ
K1 nc	1796	1924	0.105	0.107	РФЗ	0.105	0.107	РФЗ	0.188	0.192	РФЗ	0.21	0.24	РФЗ	52	РФЗ
J3	1924	2006	0.107	0.11	РФЗ	0.107	0.11	РФЗ	0.188	0.192	РФЗ	0.252	0.26	РФЗ	56	РФЗ

2.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 2.10

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подоаздления	Интервал, м		Буровые р-ры применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий
	от	до	Тип раствора	Плотность г/см^3	Доп. данные по раствору влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q	0	60	Бентонитовый	1,16-1,18	- Условная вязкость по ВБР-1, 40-45с - Показатель фильтрации ГОСТ, РК <6 (<9) (API) - Толщина глинистой корки, <2 мм - pH 8,5-9,5 - Содержание песка, % <2		Поддерживать параметры б/р в рамках проектных значений, соблюдение регламентов и требований по вскрытию интервалов неустойчивых пород, совместное планирование деятельность сервисных служб и бурового оператора.
P K_2 K_1	60 330 780	330 780 1000	Ингибированный полимерный	1,16-1,18	- Условная вязкость по ВБР-1, 40-45с - Показатель фильтрации ГОСТ, РК <6 (<9) (API) - Пластическая вязкость, мПа*с <20 - Динамическое напряжение сдвига, дПа (фунт/100фут^2) 50-120 (10-23) - Толщина глинистой корки, <2 мм - pH 8,5-9,5 - Содержание песка, % <2 - СНС, мгс/см^2 21-40/42-60 - Gel10$_{с/10мин}$фунт/100фут^2 4-8/8-12 - Содержание МВТ, кг/м^3<70		

K_1 J_3	1000 1760	1760 2000	Безглинистый ингибированный KCl-полимерный раствор	1,12-1,14	- Условная вязкость по ВБР-1, 35-40с - Показатель фильтрации, $см^3$/30 мин ГОСТ, РК 3-5 (<6-8) (API) - Пластическая вязкость, сП 10-20 - Динамическое напряжение сдвига, дПа (фунт/100$фут^2$) 50-120 (10-23) - Толщина корки, 0,5-1,0 мм - pH 8,5-9,5 - Содержание песка, % <1 - СНС, мгс/$см^2$ 15/25 - $Gel10_{с/10мин}$фунт/100$фут^2$ 4-5/3-11 - Содержание МВТ, кг/$м^3$<50 - Содержание KCl, % >5		

Таблица 2.11

Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см^3		Данные по объекту, содержащему свободный газ			Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличение водоотдачи и т.п.)
							Коэффициент сжимаемости газа	Температура, °С			
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		устье скважины	в проявляю-щем пласте		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
J3	1760	2000	Нефть+вода							Заниженная плотность б/р, проведение ГРП и других операций связанных с изменением пластового давления на соседних (близлежащих) скважинах	

Примечание: Горизонты, содержащие свободный газ, не установлены.

Таблица 2.12

Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения. м	Параметры отбора керна		Интервал по стволу, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через м.	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов
	миним. диаметр, мм	максим. проходка за долбление, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Информация отсутствует													

Таблица 2.13

Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текущих пород, я		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см3	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Не ожидаются					

Таблица 2.14

Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Вертикальные относительно устья координаты интервала выделенного вида осложнения, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование, сальникообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q	0	60	сальникообразование	Связаны с разбурением пластов в интервалах, представленных пластичными и неустойчивыми породами
P K_2 K_1	60 330 780	330 780 1000	сальникообразование	

2.4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 2.15

Отбор керна, шлама и флюидов

Объем аналитических исследований по одной скважине:

№№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Объем работы
1	*2*	*3*	*4*
1	Анализ керна на пористость в условиях окружающей среды, гелий	образец	12
2	Плотность пород (расчетная)	образец	12
3	Анализ керна на проницаемость для воздуха при температуре ОС при Р=2,756 МПа, цилиндр	образец	12
4	Анализ керна на проницаемость для воздуха в условиях окружающей среды при 5 значениях давления (Клинкенберга)	образец	6
5	Гранулометрический состав	образец	12
6	Карбонатность	образец	12
7	Водо-нефтенасыщенность по Дину-Старку	образец	0
	Определение электрического сопротивления пород (“m” и “a”)в условиях ОС	образец	4
8	Определение электрического сопротивления пород при изменении насыщенности центрифугированием (“n”) при 6 значениях капиллярного давления в условиях ОС и кривые капиллярного давления	образец	4
9	Изготовление шлифа	шлиф	4
10	Описание шлифа. Классические породы	шлиф	4

Примечание: В процессе бурения скважин выборочно в некоторых из-них, в зависимости от наличия керна, отобранного в ранее пробуренных в пределах данного блока скважинах будет производится отбор керна в интервалах залегания продуктивных горизонтов с учетом количества и суммарной толщины нефтенасыщенных пластов коллекторов.

Отбор керна планируется производить с целью изучения емкостно-фильтрационных характеристик продуктивных горизонтов, осуществления стратиграфической привязки. Необходимость и конкретные интервалы отбора керна будет определяться геологической службой в зависимости от местоположения скважины с учетом данных предыдущих скважин. Выход керна должен быть не менее 80%.

Конкретные интервалы отбора керна и др. уточняются геологической службой с учетом данных предыдущих скважин.

Таблица 2.16

Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура	
		На глубину, м	В интервале, м		Тип	Группа сложности
			от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6	7
АК, инклинометрия, ГК, НГК, стандартного электрического каротажа	1:500 1:500	800 1850/1950	0 800	800 1850/1950		
БКЗ-5 зондов, МБК, БК, ИК, ПС, АК, ГК, НГК, ГГК-П	1:200	1850/1950	1650	1850/1950		
Термометрия (ОЦК)	1:500	800	0	800		
Акустический цементометр (АКЦ)	1:200	1850/1950	0	1850/1950		
ЛМ, ГК						

Примечание: 1. Интервалы и объем ГИС могут корректироваться в процессе бурения геологической службой Заказчика.
2. После освоения ГИС контроль (профиль притока).
3. По желанию Заказчика замеры могут производиться приборами импортного производства.

2.5. РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Таблица 2.17

Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K1nc1ar	1	1670	1750	-	-	Цемент. колонна	Передвижная	Нет	-	-	Раствор-вода	500	1,13
J3	2	1800	1850			Цемент. колонна	Передвижная	Нет	-	-	Раствор-вода	500	1,13

Примечание: Глубина залегания интервалов испытания будут корректироваться по результатам ГИС

Таблица 2.18

Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Перфорационная среда		Мощ-ность перфо-ра-тора	Вид перфорации: куммулятивная, пулевая, снарядная, гидропеско-струйная, гидроструйная	Типо-размер перфо-ратора	Количе-ство отвер-стий на 1 п.м., шт.	Количество одно-временно спускаемых зарядов, шт.	Количес-тво спусков перфо-ратора	Предус-мотрен ли спуск перфо-ратора на НКТ (да, нет)	Насадки для гидропеско-струйной перфорации	
	Вид раствора, нефть, вода	Плот-ность, г/см^3								диаметр, мм	количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	вода	1,02		кумулятивная	ПК-103, ПК-105, ПКС-80 или аналогичным, заподного производства	16-20			нет		

Примечание:

1. Перфорационные работы будут включать шаблонирование скважины. Запись ГК, IBS, CBL, VDL, ЛМ и ТМ до и после перфорации; плотность отверстий не менее 16,5 на 1 метр, фазировка с глубиной проникания не менее 1400 мм.
2. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по желанию Заказчика.

Таблица 2.19

Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ОБР, КЕРОСИНО-КИСЛ. ЭМУЛЬС., УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВ. КУМУЛЯТ. ПЕРФОР., ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИДРОПЕСКОСТРУЙН. ПЕРФОР., ОБРАБОТКА ПАВ., МЕТОД ПЕРЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см3	Давление на устье, кгс/см2	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Не предусматривается											

Таблица 2.20

Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название работ: ПРОМЫВКА ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ; ПОВЫШЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДО; ПОВТОРНОЕ ПОНИЖЕНИЕ УРОВНЯ АЭРАЦИЕЙ; ТЕМПЕР. ПРОГРЕВ КОЛОННЫ (при освоении газового объекта); ВИБРООБРАБОТКА ОБЪЕКТА; ЧАСТИЧНОЕ РАЗБУРИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО МОСТА; и другие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5
Дополнительных работ при испытании				

Таблица 2.21

Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Плотность жидкости в колонне, г/см3		Пластовое давление на период поздней эксплуатации кгс/см2	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	длина столба газа по вертикали, м	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Скважина добывающая (эксплуатационная)									

Таблица 2.22

Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (ДА, НЕТ)		Работа по испытанию проводятся в одну, полторы, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 6 м имеют подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм по ССНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования	Шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	3	9	10
1	Нет	Нет	Скважина эксплуатационная			Нет	Нет	Да	Да

Таблица 2.23

Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, г/см^3	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м^3/сут	давление на устье, кгс/см^2	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность, г/см3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Таблица не содержит информации, скважина эксплуатационная													

Таблица 2.24

Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам – аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7
Сведений об осложнениях по пробуренным скважинам – аналогам нет						

Р А З Д Е Л III

Т Е Х Н И Ч Е С К А Я Ч А С Т Ь

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Конструкция скважины проектируется с учетом литолого-стратиграфического разреза и физических особенностей вскрываемых пород, предупреждения осложнений и обеспечения проведения предусмотренного комплекса исследовательских работ.

Для проектируемых вертикальных скважин с проектной глубиной 1950 м принимается следующая конструкция скважин:

- Направление Ø426,0 мм спускается на глубину 20 м для защиты устья скважины от размыва буровым раствором, обвязки устья скважины с циркуляционной системой и цементируется цементным раствором (цемент марки G) плотностью 1,83 г/см3 высота подъема тампонажного раствора - до устья;
- Кондуктор Ø324,0 мм спускается на глубину 60 м для перекрытия неустойчивых в верхней части разреза, установки ПВО и цементируется раствором плотностью 1,83 г/см3, высота подъема раствора в интервале 0-60 м;
- Техническая колонна Ø244,5 мм х 1000 м спускается для перекрытия пород палеогена, верхнего мела и верхней части нижнего мела и установки ПВО. Цементируется 2-мя порциями цементного раствора: 1-я порция плотностью 1,50 г/см3 в интервале 0-600м;

  2-я порция плотностью 1,85 г/см3 в интервале 600-1000м;
- Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм спускается на проектную глубину 1950 м для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов и цементируется 2-мя порциями раствора: 1-я порция плотностью 1,50 г/см3 от 1300 до устья;

  2-я порция плотностью 1,85 г/см3 в интервале 1300-1950 м.

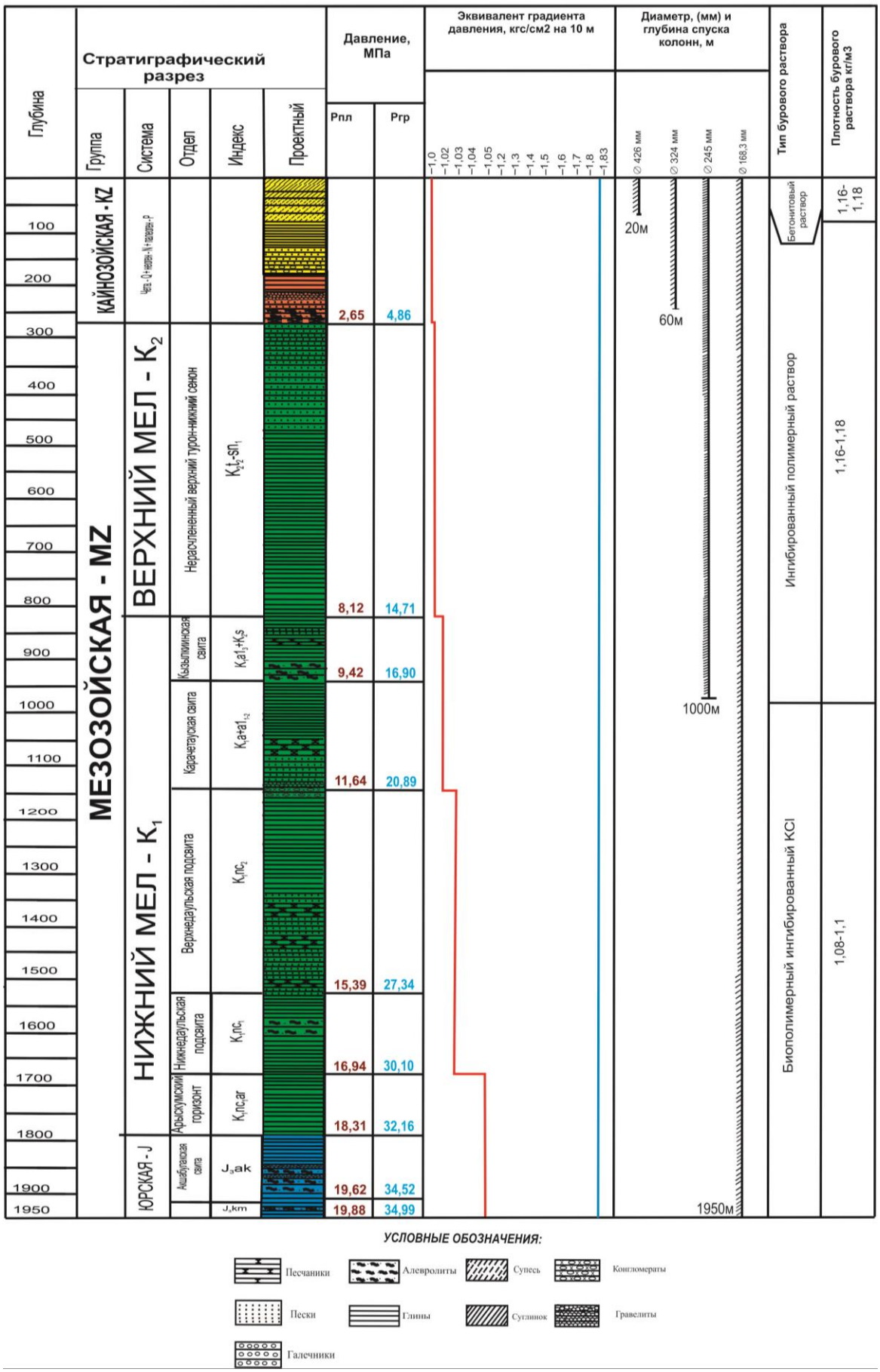
Таблица 5.1

Глубина спуска и диаметр обсадных колонн для горизонта М-II

N ко-лон-ны	Название колонны, или открытый ствол	Интервал по стволу, м		Номин. диам. ствола (долота), мм	Расст. от устья до подъема цемента, м	Кол-во Разд.Сп.Частей, шт.	N РСЧ в порядке спуска	Интервал установки РСЧ		Обоснование глубины спуска обсадных колонн
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	0	20	490.0	0	1	1	0	20	Для защиты устья скважины от размыва буровым раствором, обвязки устья скважины с циркуляционной системой
2	Кондуктор	0	60	393.7	0	1	1	0	60	Для перекрытия неустойчивых в верхней части разреза, установки ПВО
3	Техническая колонна	0	1000	295.3	0	1	1	0	1000	Спускается для перекрытия пород палеогена, верхнего мела и верхней части нижнего мела и установки ПВО.
4	Эксплуатационная	0	1950	215.9	0	1	1	0	1950	Для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов

Рисунок 5.2

График совмещённых давлений



Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Таблица 5.3.

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2 гр.1)	Раздельно спускаемые части												
	Номер в порядке спуска (см. 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	Соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					От (верх)	До (низ)		Количество типов соединений, шт	Номер в порядке спуска	Условный код типа соединения (см. табл. 16.2)	Максимальный наружный диаметр соединения, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	1	1	1	426.0	0	20		1	1	ОТТМ		0	20
2.	1	1	1	324.0	0	60		1	1	ОТТМ		0	60
3.	1	1	1	244.5	0	1000		1	1	ОТТМ		0	1000
4.	1	1	1	168.3	0	1950		1	1	ОТТМ		0	1950

Примечание: Возможна замена обсадных труб всех типоразмеров на другие, отвечающие по прочностным параметрам конкретным геологическим условиям, по усмотрению Заказчика.

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

Таблица 5.4.

№№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
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 (см.табл. 6.1);	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	- с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1. На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт). В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла. В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 6.1).	
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

6. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Таблица 6.1

Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	Плотность, г/см3	Условная вязкость, с	Водо-отдача, см3/30мин	СНС, мгс,		Содержание твердой фазы, %				Минерализация г/л	pH	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, мгс/см2	Плотность до утяжеления, г/см3
						1	10	корка, мм	коллоидной (активной части) кг/м3	Песка	Всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
бентонитовый	0	60	1,16-1,18	40-45	5-10	20	30	2	0	2		0	8,5		10	0
Ингибир. полимерный раствор	60	1000	1,16-1,18	45-50	6	20	30	2	0	2		0	8,5	<20	50-120	0
Биополимер. Ингибиро. KCl	1000	1950	1,08-1,1	30-35	3-4	15	25	0,5-1	0	0,5		0	8,5	10-15	50-120	0

Примечание: Возможна другая программа бурового раствора с использованием импортных реагентов Подрядчика, предложенная победителем тендера на услуги по буровым раствора

Таблица 6.2

Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Номер интервала с одинако-вым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см^3	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, г/см^3	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м^3
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	60	Бентонитовый	1,16-1,18	Да	Бентонит	2400		5	высший	128
						Сода кальцинированная	2530				0,82
						Натр едкий	2130				1
						ТПФН	1000				1,6
						Бикарбонат натрия	2300				0,8
2	60	1000	Ингибир.	1,16-1,18	Да	Бурфлюб	2200				0,85
						Сода кальцинированная	2530				0,34
						Бикарбонат натрия	2300				0,17
						Дефобур М	1000				0,13
						Детергент Н	1000				0,22
						Бурфоб	1250				1,6
						Камцел-600 «Стандарт»	1000				1,4
						ТПФН	1000				0,98
						ККУ-М	1000				3,19
3	1000	1950	Биополимер. Ингибиро. KCl раствор	1,08-1,1	Да	Бикарбонат натрия	2300		5	высший	0,16
						Биоцид БТ	1000				0,2

						Бурамил	1010				4,8
						Бурфлюб	2200				1,6
						Дефобур М	1000				0,12
						ККУ-М	1000				13
						Натр едкий	2130				1,25
						Реоксан В	1000				0,7
						Реопак В	1000				1,125
						Хлорид калия	1990				21
						Реопак Н	1970				0,975
						Сода кальцинирован.	2530				0,492
						Бурфлюб М	2100				1
						САФ	1000				1,2

Таблица 6.3.

Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода компонентов бурового раствора $м^3$/м и его компонентов, кг/$м^3$			Потребность бурового раствора ($м^3$) и его компонентов (кг)				
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	объем скважины, $м^3$	на запас на поверхност.	на исходный объем	на бурение интервала	на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	60	-	**Бентонитовый**	-	расчет	-		-	120	11,537	131,537
			Бентонит	128					15360	1476,736	16836,736
			Сода кальцинированная	0,82					98,4	9,46034	107,86034
			Натр едкий	1					120	11,537	131,537
			ТПФН	1,6					192	18,4592	210,4592
			Бикарбонат натрия	0,8					96	9,2296	105,2296
60	1000	-	**Ингибированный малоглинистый**	-	Расчет			-	120	77,513	197,513
			Бурфлюб	0,85				-	102	65,88605	167,88605
			Сода кальцинированная	0,34				-	40,8	26,35442	67,15442
			Бикарбонат натрия	0,17				-	20,4	13,17721	33,57721
			Дефобур М	0,13				-	15,6	10,07669	25,67669
			Детергент Н	0,22				-	26,4	17,05286	43,45286
			Бурфоб	1,6				-	192	124,0208	316,0208
			Камцел-600 «Стандарт»	1,4				-	168	108,5182	276,5182
			ТПФН	0,98				-	117,6	75,96274	193,56274
			ККУ-М	3,19				-	382,8	247,26647	630,06647

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1000	1950	1,5	**Биополимер. ингибиро. KCl**		Расчет			**100,168**	**120**	**29,617**	149,617
			Бикарбонат натрия	0,16				16,02688	19,2	4,73872	23,93872
			Биоцид БТ	0,2				20,0336	24	5,9234	29,9234
			Бурамил	4,8				480,8064	576	142,1616	718,1616
			Бурфлюб	1,6				160,2688	192	47,3872	239,3872
			Дефобур М	0,12				12,02016	14,4	3,55404	17,95404
			ККУ-М	13				1302,184	1560	385,021	1945,021
			Натр едкий	1,25				125,21	150	37,02125	187,02125
			Реоксан В	0,7				70,1176	84	20,7319	104,7319
			Реопак В	1,125				112,689	135	33,319125	168,31913
			Хлорид калия	21				2103,528	2520	621,957	3141,957
			Реопак Н	0,975				97,6638	117	28,876575	145,87658
			Сода кальцинирован.	0,492				49,282656	59,04	14,571564	73,611564
			Бурфлюб М	1				100,168	120	29,617	149,617
			САФ	1,2				120,2016	144	35,5404	179,5404

Таблица 6.4

Потребность компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

№колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементи-рования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонентов				Норма расхода на обработку 1м^3 раствора, кг/м^3	Коли-чество, кг
					Плот-ность, кг/м^3	Влаж-ность, %	Содержание вещества в товарном продукте, %	Сорт		
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12
2	Кондуктор	1	1	Бикарбонат Na	2300		91,0	2	3	40
3	Тех.колонна	1	1	Бикарбонат Na	2300		91,0	2	3	160
4	Эксп. Колонна	1	1	Бикарбонат Na	2300		91,0	2	3	160

Таблица 6.5

Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

№колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонентов				Норма расхода на обработку 1м^3 раствора, кг/м^3	Коли-чество, кг
			Плот-ность, кг/м^3	Влаж-ность, %	Содержание вещества в товарном продукте, %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Тех колонна	Бурфлюб	2200			Высший	10,0	800
3	Эксплуатац	Бурфлюб	2200			Высший	10,0	1600

Таблица 6.6.

Суммарная потребность компонентов и бурового раствора на скважину

Название (тип) компонента бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора на интервале, тн			
		1	2	3	Суммарная
1	2	3	4	5	6
Бентонит		40,408166			40,408166
Бикарбонат натрия		0,4840562	0,07722758	0,05505906	0,6163428
Камцел-600			0,2765182		0,2765182
Биоцид БТ				0,0299234	0,0299234
Бурамил				0,72534322	0,7253432
Бурфлюб			0,36934931	0,52665184	0,8960012
Бурфоб			0,395026		0,395026
Дефобур М			0,02567669	0,02567669	0,0513534
Бурфлюб М				0,3141957	0,3141957
Детергент Н			0,04345286		0,0434529
ККУ-М			0,63006647	1,945021	2,5750875
Натр едкий		0,2801738		0,39835526	0,6785291
Реоксан В				0,1047319	0,1047319
Реопак В				0,16831913	0,1683191
Хлорид калия				6,25249443	6,2524944
САФ				0,1795404	0,1795404
ТПФН		0,2104592	0,19356274		0,4040219
Реопак Н				0,28737685	0,2873769
Сода кальционированная		0,2728867	0,16990068	0,18623726	0,6290246

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Таблица 6.7.

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление	Использование очистных устройств		
				Ступенчатость очистки: 1- вибросито 1+ пескоотделитель	Интервал, м	
					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Гидроворонка		1			0	1950
Вибросито	SWAKO LINAR	1	ТУ 41-01-530-85	1	0	1950
Вибросито устьевое	SWAKO LINAR	2	ТУ 41-01-530-85	1	0	1950
Цетрифуга	CB-6x8-55kw	1	ТУ 41-01-530-85	1	1000	1950
Пескоотделитель	ZQJ-25x2	1	ТУ 26-02-1025-86	2	0	1950
Илоотделитель	PDS-300×2-100x8	1	ТУ 26-02-1025-86	3	1000	1950

7. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 7.1

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

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК (см. табл. 1.8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	20	Бурение	Роторный	1	с навеса	60-80	50-60	15
10	60	Бурение, проработка	Роторный	2	3-10	80-120	50-60	10
60	1000	Бурение, проработка	Роторный	3	3-15	80-120	30-40	6-7
1000	1950	Разбуривание цемент. стакана и пробки	Роторный	4	с навеса	40-50	25-30	2-5
1000	1950	Бурение, проработка	Роторный/	5	5-17	60-100	18-20	4-5

Таблица 7.2

Характеристика КНБК (до бурильных труб)

Условный номер КНБК	Э Л Е М Е Н Т Ы КНБК (до бурильных труб)										
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК (код IADC)	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика					Сум-марная длина КНБК, м	Сум-марная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	насос Диаметр проход-ного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг	Угол перекоса осей отклони-теля, град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения от 0 м до 20 м											
1.	1	III 490 С-ЦВ	0,0	490,0	-	0,45	120	-	12.45	2.748	Разрушение
	2	УБТС - 203,0мм	0,5	203,0	80,0	12,0	219	-			Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 20 м до 60 м											
2.	1	III 393,7 код по IADC (111)	0,0	393,7	3x19	0,53	150	-	36.53	8.034	Разрушение
	2	УБТС - 203,0мм	0,5	203,0	80,0	36,0	6880	-			Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 60 м до 1000 м											
3.	1	III 295,3 код по IADC (117, 217)	0.00	295,3	3x15	0,42	73	-	105.02	16.965	Разрушение
	2	Калибратор- 295,3мм	0.00	295,3	70,0	1,3	265	-			Калиброваниe
	3	УБТС - 203,0мм	1.30	203,0	80,0	18,0	219	-			Нагрузка
	4	Калибратор-295,3мм	19.30	295,3	70,0	1,3	265	-			Калиброваниe
	5	УБТС - 203,0мм	20.60	203,0	80,0	12,0	219	-			Нагрузка
	6	УБТ-165,1мм	32.60	165,1	71,4	72,0	136	-			Нагрузка
4.	1	III 215,9 (код по IADC (537, 546)	0,0	215,9	3x12	0,3	40,0		0,3	0,04	Разбуриваниe обр. клапана и башмака

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения и проработки от 1000 м до 1950 м											
5.	1	III 215,9 (код по IADC (537, 546)	0.00	216	3x12	0.35	38	-	150,25	19,797	Разрушение
	2	Калибратор- 215,9мм	0.00	216	70,0	0.44	50	-			Калибрование
	3	УБТ-165,1мм	0.44	165	71,4	18.00	136	-			Нагрузка
	4	Калибратор- 215,9мм	18.44	216	70,0	0.44	50	-			Калибрование
	5	УБТ-165,1мм	18.88	165	71,4	108.00	136	-			Нагрузка
	6	ЯСС-165.1мм	126.88	165	57.1	4.30	0				Для ликвидации прихвата
	7	ЦК-190	131.18	190		0.72	75				
	8	УБТ-165.1мм	131.90	165	71.45	18.00	136				Нагрузка

Таблица 7.3

Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	**Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)**	**Интервал работы по стволу, м**		**Норма проходки**		**Потребное количество на интервале, шт (для УБТ комплектов)**
		от (верх)	**до (низ)**	**Величина, м**	**Источник нормы**	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
III 490 С-ЦВ	Бурение	0	20	1000	Временные нормы на механическое бурение скважин	0.01
III 393,7 код по IADC (111)	Бурение	20	60	150		0,33
III 393,7 код по IADC (111)	Проработка	20	60	900		0,06
III 295,3 код по IADC (117, 217)	Бурение	60	1000	600		1.57
Калибратор- 295,3мм	Бурение, проработка	60	1000	1000		0,94
III 295,3 код по IADC (117, 217)	Проработка	60	1000	1000		0,94
III 215,9 (код по IADC (537,546)	Разбуривание обратного клапана и башмака	980	1000	500		0,04
III 215,9 (код по IADC (537, 546)	Бурение	1000	1950	400		2,5
Калибратор- 215,9мм	Бурение, проработка	1000	1950	1100		0,91
III 215,9 (код по IADC (537, 546)	Проработка	1000	1950	1200		0,83

Таблица 7.4

Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ, И Т.П. на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт (м)			Масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения, расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление	III 490 С-ЦВ	ГОСТ 20692-75	-	0.01	1шт	120
Кондуктор	III 393,7 код по IADC (111)	Стандарт API	-	0,33	1шт	150
	III 393,7 код по IADC (111)	Стандарт API	0,06	-	1шт	150
Техническая колонна	III 295,3 код по IADC (117, 217)	Стандарт API	-	1.57	2шт	296
	III 295,3 код по IADC (117, 217)	Стандарт API	0,94	-	1шт	73
	Калибратор- 295,3мм	Стандарт API	0,94	0,94	2шт	530
Эксплуатационная	III 215,9 (код по IADC (537, 546)	Стандарт API	-	2,5	3шт	114
	III 215,9 (код по IADC (537, 546)	Стандарт API	0,83	-	1шт	38
	Калибратор- 215,9мм	Стандарт API	0,91	0,91	2шт	100
	Центратор	Стандарт API			1 шт.	75
	Ясс гидравлический	Стандарт API			1шт	1184.4

Таблица 7.5

Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной колонны	**Наружный диаметр, мм**	**Толщина стенки, мм**	**Марка (группа прочности материала)**	**Тип замкового соединения**	**Количество труб, метров**	**Наличие труб (есть, нет)**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
СБТ (ТБПК)	127	9,2	Е	ЗП-162	1645.45	есть

Примечание: бурильные трубы могут изменены по согласованию с Заказчиком

Таблица 7.6

Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на		
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочность		выносливость
													Фактичес.	Норм ат	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		14	15
Бурение, проработка	0	20		1	Заход КНБК										
Бурение, проработка	20	60		1	ТБПК	127	Е	9,2	ЗП-162-92	23.47	0.73	8.77	10	1.5	1.5
Бурение, проработка, промывка	60	1000		1	ТБПК	127	Е	9,2	ЗП-162-92	894.98	28.64	45,61	4.93	1.5	1.5
Бурение, проработка, промывка	1000	1950		1	ТБПК	127	Е	9,2	ЗП-162-92	1799.8	57.59	77,39	2.58	1.5	1.5

Таблица 7.7

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

Операция	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения (присоединительной резьбы)		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Бурение, проработка	0	60	ТБПК	127	Е	9.2	ЗП-162-92		0.73	0.7665	0.803
Бурение, проработка, промывка	60	1000	ТБПК	127	Е	9.2	ЗП-162-92		28,64	30,072	31,504
Бурение, проработка, промывка	1000	1950	ТБПК	127	Е	9.2	ЗП-162-92		57,39	60,26	63,13

Таблица 7.8

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	1950	Бурение, спуск обсадных колонн и другие вспомогательные работы	4	5

Таблица 7.9

Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид техно-логической операции	Тип буровых насосов	Кол-во насо-сов	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэфф. исп-я гидравл. мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см2	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	20	Бурение, проработка	3НВ-1000	2	0,15	200	98	0,85	50	33,93	67,87
20	60	Бурение, проработка	3НВ-1000	2	0,76	160	162	0,85	54	22,24	44,49
60	1000	Бурение, проработка, промывка	3НВ-1000	2	0,76	150	186	0,85	52	18,7	37,4
1000	1950	Бурение, проработка, промывка	3НВ-1000	2	0,8	150	186	0,85	47	16,9	33,8

ПРИМЕЧАНИЕ:

Расчет производился по

1) «Временное методическое руководство по составлению гидравлической программы бурения скважин (№52 табл.16.1)

2) Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин РД 39-2-51-78. М., ВНИИБТ, 1980. (№58 табл. 16.1).

Таблица 7.10

Распределение потерь давления в циркуляционной системе буровой

Интервал по стволу, м		Вид техно-логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
				эл-тах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	20	Бурение, проработка	14,41	3,95	0	4,84	0,01	5,73
20	60	Бурение, проработка	123,49	115,57	0	5,04	0,06	2,74
60	1000	Бурение, проработка, промывка	142,12	115,68	0	18,15	4,41	2,08
1000	1950	Бурение, проработка	148,68	89,62	0	32,74	21,46	1,72

ПРИМЕЧАНИЕ:

Расчет производился по
1) «Временное методическое руководство по составлению гидравлической программы бурения скважин (№52 табл.16.1)

2) Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин РД 39-2-51-78. М., ВНИИБТ, 1980. (№58 табл. 16.1).

Таблица 7.11

Гидравлические показатели промывки

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Диаметр сопла на центральном отверстии	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	мощность срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						количество	диаметр		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	20	Бурение, проработка	0,3	0,000036	ЦЕНТР	59,7	0		24,25	37,15
20	60	Бурение, проработка	0,32	0,000037	ПЕРИФ	0	3	12.0,12.0,12.0	131,12	712,11
60	1000	Бурение, проработка промывка	0,51	0,000055	ПЕРИФ	0	3	11.0,11.0,11.0	131,18	599,23
1000	1950	Бурение, проработка промывка	1,02	0,000092	ПЕРИФ	0	3	11.0,11.0,11.0	118,57	419,58

ПРИМЕЧАНИЕ:

Расчет производился по
1) «Временное методическое руководство по составлению гидравлической программы бурения скважин

2) Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин РД 39-2-51-78. М., ВНИИБТ, 1980.

8. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

8.1. ОБСАДНЫЕ КОЛОННЫ

Таблица 8.1

Способы расчета наружных давлений и опрессовки 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 пакеров для опрессовки (сверху-вниз) по вертикали, м
		Допустима ли поэтапная опрессовка	Рекомендуется ли вести расчет наружного давления по:		Краткое название, тип шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.п.)	Плотность (для газообразного агента относительно воздуха), г/см^3	
			пластовому давлению	составному столбу			
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
2	1	нет	да	нет	Буровой раствор	1,16-1,18	-
3	1	нет	да	нет	Буровой раствор	1,16-1,18	-
4	1	нет	да	нет	Техническая вода	1,00	-

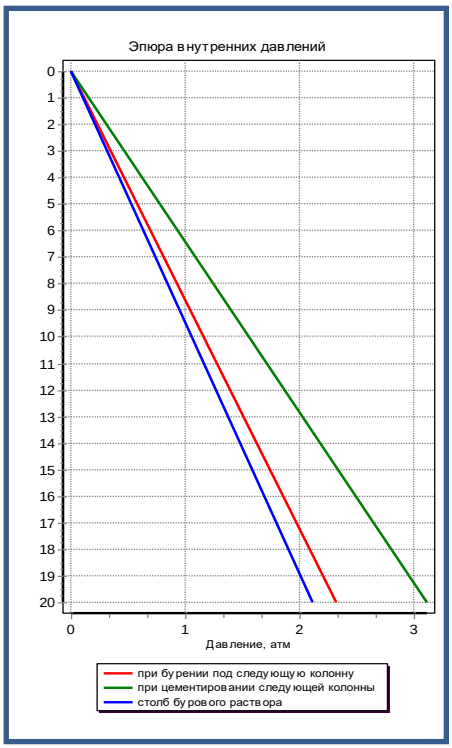
Примечание: Плотность опрессовочной жидкости уточняется по фактическому состоянию ствола скважины в процессе бурения под каждую обсадную колонну.

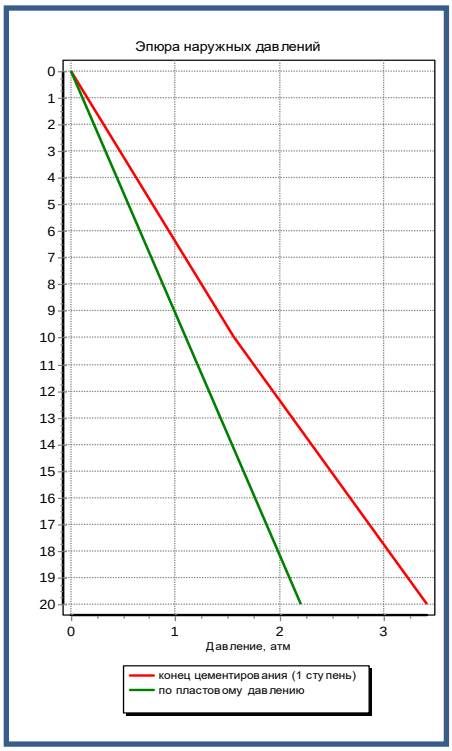
Таблица 8.2

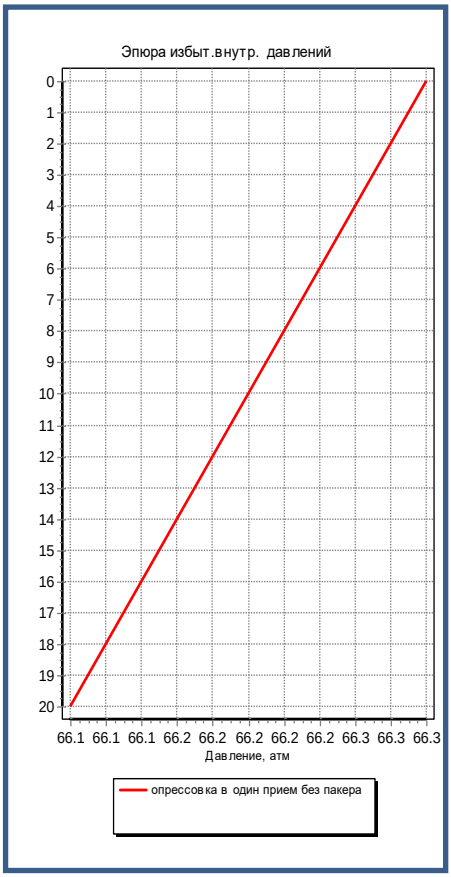
Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см2		внутреннее, кгс/см2	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	1	0	10	0	1	66	66
			10	20	1	1	66	66
2	Кондуктор	1	0	20	0	1	77	76
			20	30	1	2	76	76
			30	60	2	4	76	76
3	Промежуточная	1	0	45	0	2	92	91
			45	50	2	3	91	91
			50	60	3	3	91	91
			60	70	3	4	91	91
			70	100	4	4	91	91
			100	525	4	24	91	87
			525	800	24	45	87	84
4	Эксплуатационная	1	0	100	0	11	117	116
			100	300	11	34	116	114
			300	500	34	63	114	104
			500	800	63	96	104	101
			800	1000	96	117	101	101
			1000	1375	117	118	101	100
			1375	1950	118	119	100	99

РИСУНОК 8.2 НАПРАВЛЕНИЕ ЭПЮРЫ ДАВЛЕНИЙ







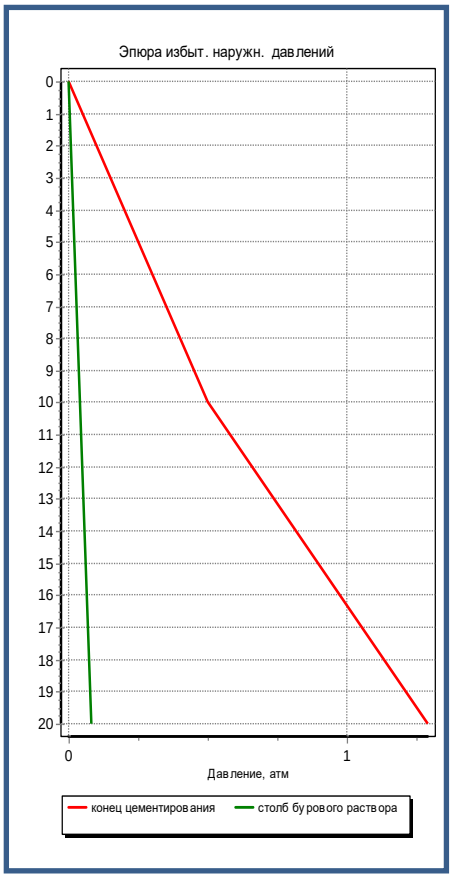
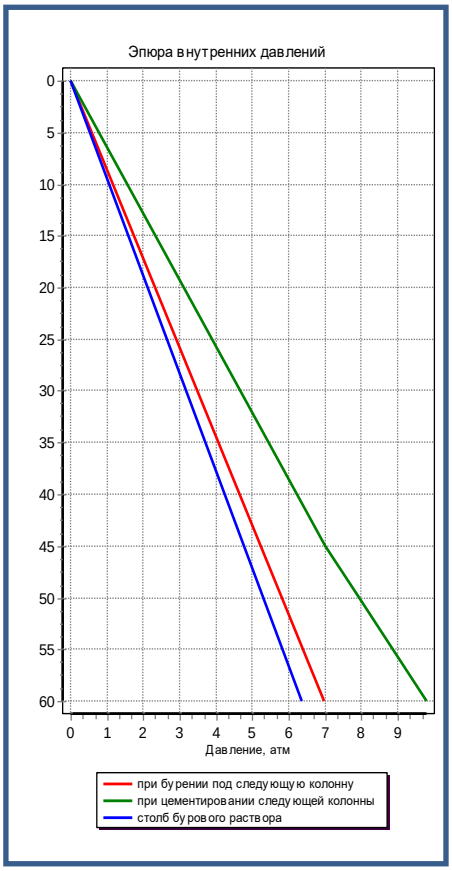
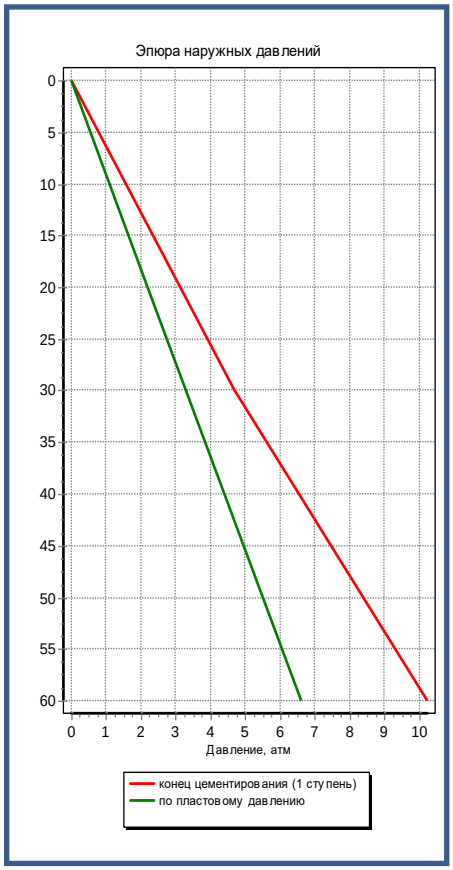
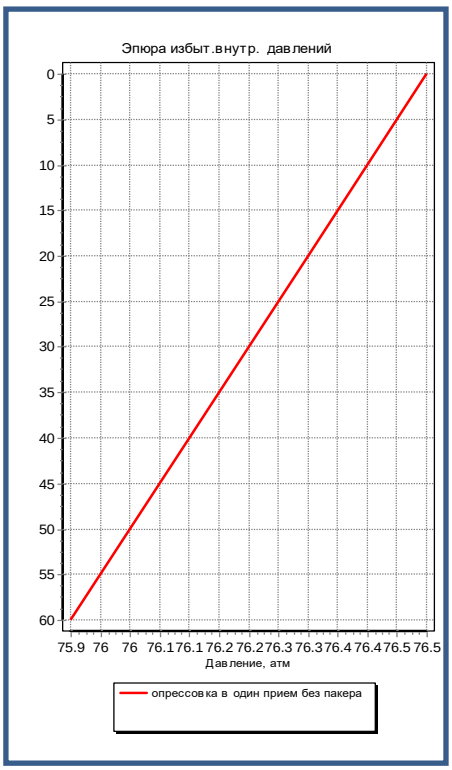


РИСУНОК 8.2 КОНДУКТОР ЭПЮРЫ ДАВЛЕНИЙ







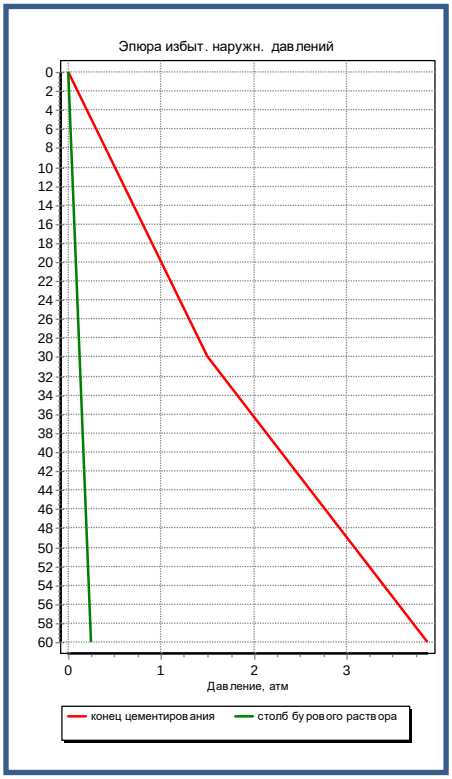
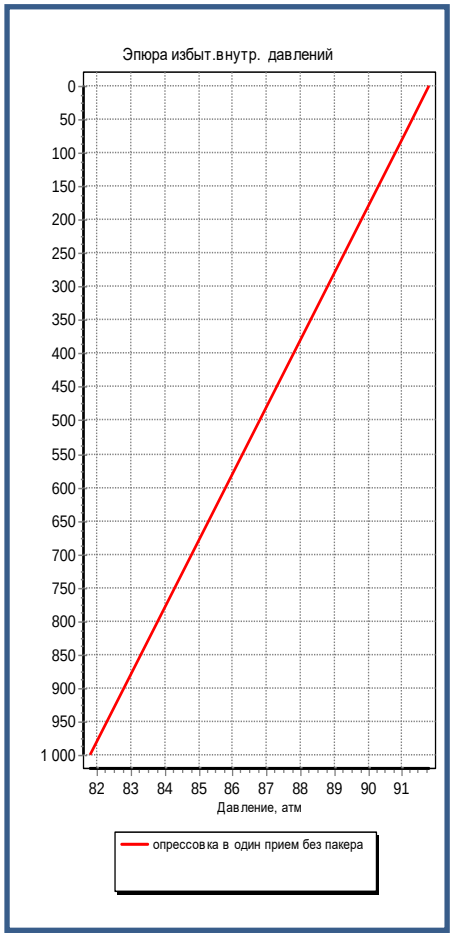


РИСУНОК 8.3 ТЕХНИЧЕСКАЯ КОЛОННА ЭПЮРЫ ДАВЛЕНИЙ



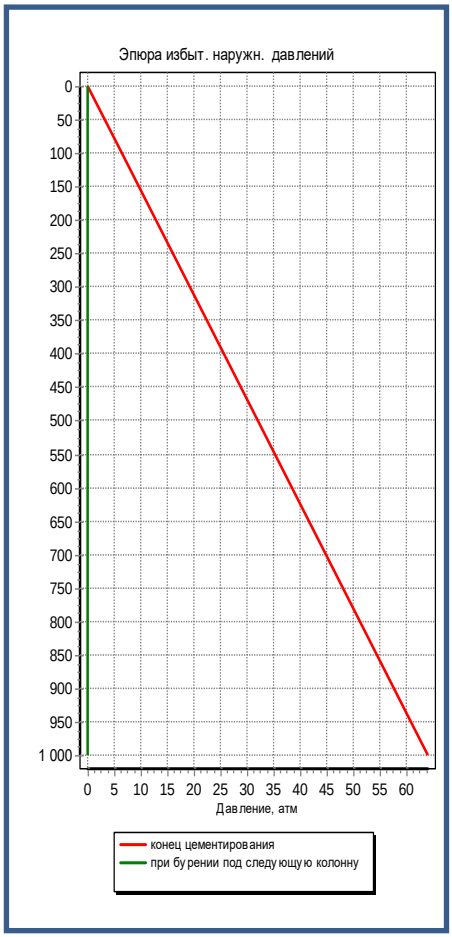
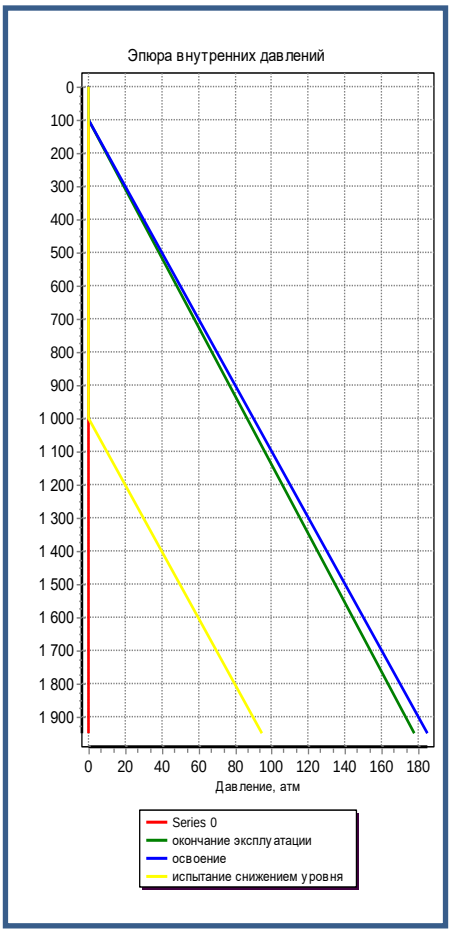
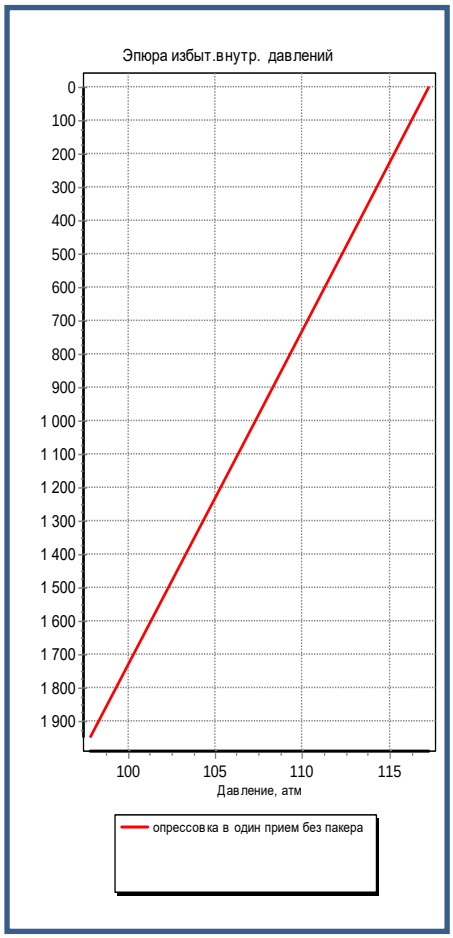


РИСУНОК 8.4 ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА ЭПЮРЫ ДАВЛЕНИЙ





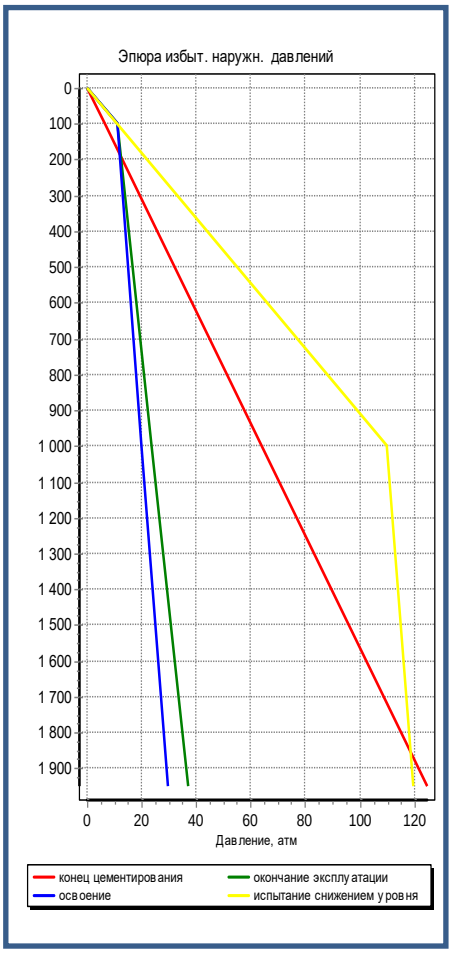


Таблица 8.3

Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
Наружный диаметр, мм.	Производство: отечественное, импортное	Условный код типа соединения	марка (группа прочности) труб	Толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
426	ОТЕЧЕСТВЕННОЕ	ОТТМ	Д	10	ДА
323,9	ОТЕЧЕСТВЕННОЕ	ОТТМ	Д	9,5	ДА
244,5	ОТЕЧЕСТВЕННОЕ	ОТТМ	Д	8,9	ДА
168,3	ОТЕЧЕСТВЕННОЕ	ОТТМ	Д	8,9	ДА

Таблица 8.4

Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при …		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр	код типа соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	20	20,00	2,13	2,13	426,00	ОТТМ	Д	10,00	30.23	2.40	1.60
2	1	1	0	60	60,00	4,55	4,55	323,90	ОТТМ	Д	9,50	18.86	2.60	1.75
3	1	1	0	1000	1000,00	53,9	53,9	244,50	ОТТМ	Д	8,90	2.29	2.69	1.250
4	1	1	0	1950	1950	70,39	70,39	168,30	ОТТМ	Д	8,90	2.29	3.05	1.25

Таблица 8.5

Суммарная масса обсадных труб

Код типа соединения	Условное обозначение трубы по ГОСТ 632 - 80; условное обозначение муфты по ГОСТ 632 - 80	Теоретическая	С плюсовым допуском	С нормативным запасом
1	2	3	4	5
ОТТМ	426.00х10.00 Д	2,13	2,2365	2,343
-	323.90х9.50 Д	4,55	4,7775	5,005
-	244.50х8.90 Д	53,9	56,595	59,29
-	168.30х8.90 Д	66,6	69,93	73,26

Таблица 8.6.

Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны	Название, шифр или типоразмер	Глубина установки, м	Количество
Кондуктор d= 324.0 мм	Башмак БК-324 мм	60	1
	Обратный клапан ЦКОД-324	50	1
	Пробка продавочная ПП-324		
	Центраторы	-	1
Тех.колонна d= 244.5 мм	Башмак БК-245 мм	1000	1
	Обратный клапан ЦКОД-245	990	1
	Пробка продавочная ПП-245		
	Центраторы	-	1
Эксплуатационная колонна d= 168,3 мм	Башмак БК168 мм	1850/1950	1
	Обратный клапан ЦКОД-168	1840/1940	1
	Пробка продавочная ПП-168	-	1
	Центраторы	-	7
	ЦЦ-168		

Примечание: Технологическая оснастка обсадных колонн может быть уточнена в плане работ по спуску каждой колонны.

Таблица 8.7.

Режим спуска обсадных колонн

Название колонны	Уплотнительная смазка для резьбовых соединений	Допустимая скорость спуска труб, м/сек.	Допустимое опорожнение колонны, м
Все колонны	По рекомендации фирм - поставщиков.	Расчёт в плане работ	Долив после спуска каждой трубы.

Таблица 8.8

Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колон-ны в поряд-ке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускае-мой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатаци-онной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см^3		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см^2			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважи-ны при опрес-совке труб ниже пакера, кгс/см^2	Номер равнопрочн ой секции труб в раздельно спускае-мой части (снизу-вверх) (см. табл. 9.4)	Давление опрессовки труб равнопроч-ной секции на поверхности кгс/см^2
				Раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для 2-х ступ. цементиров.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Направление	1	-	1.08-1,10		0,0	-	-	-	-	1	-
2	Кондуктор	1	-	1,16		80,0	-	-	-	-	1	100,0
3	Тех колонна	1	-	1,16		90,0	-	-	-	-	1	115.0
4	Эксплуа-тационная	1	-	1,03	-	115,0	-	-	-	-	1	125,0

Примечание:
1.Принято минимально необходимое давление по таблице 2.1 «Инструкции по расчету обсадных колонн». При необходимости давление опрессовки может быть повышено в соответствии с рекомендациями спецификации API 5CT/ISO 11960:5001, раздел 10,12.
2.Импортные обсадные трубы по гарантии «Поставщика» на поверхности не опрессовываются.

8.2. Цементирование обсадных колонн

Таблица 8.9

Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования				
			Номер в порядке спуска	Интервал установки, м от (верх)	Интервал установки, м до (низ)	Глубина установки муфты ступенчатого цементирования, м	Номер ступени	Высота цементного стакана, м	Название порции	Интервал, м от(верх)	Интервал, м до(низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	ПРЯМОЙ	1	0,00	20,00	0,00	1,00	5,00	техническая вода	0,00	20,00
									ПЦТIII-Об.6	0,00	10,00
									ПЦТIII-Об.6	10,00	20,00
									Калиевый	0,00	20,00
2	Кондуктор	ПРЯМОЙ	1	0,00	60,00	0,00	1,00	10,00	техническая вода	0,00	60,00
									ПЦТIII-Об.6	0,00	30,00
									ПЦТIII-Об.6	30,00	60,00
									Калиевый	0,00	60,00
3	Промежуточная	ПРЯМОЙ	1	0,00	1000,00	70,00	1,00	20,00	техническая вода	0,00	50,00
									ПЦТIII-Об.6	50,00	675,00
									ПЦТIII-Об.6	675,00	1000,00
									Калиевый	0,00	1000,00
									техническая вода	0,00	70,00
									ПЦТIII-Об.6	0,00	45,00
									ПЦТIII-Об.6	45,00	70,00
									Калиевый	0,00	70,00
4	Эксплуатационная	ПРЯМОЙ	1	0,00	1950,00	0,00	1,00	20,00	техническая вода	500,00	700,00
									ПЦТIII-Об.6	700,00	1515,00
									ПЦТIII-Об.6	1515,00	1950,00
									Калиевый	0,00	1950,00

Таблица 8.10

Характеристика жидкостей для цементирования

Номер в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени снизу вверх	Характеристика жидкости (раствора)						
				Тип или название	Объем порции, м3	Плотность порции, кг/м3	Пластическая вязкость, мПа*с	Динамическое напряжение сдвига, Па	Время начала схватывания , ч	Время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	техническая вода	1,90	1490,00	10,00	10,00	0,00	0,00
		1	1	ПЦТIII-Об.6	1,56	1560,00	15,00	15,00	2,50	0,00
		1	1	ПЦТIII-Об.6	1,56	1850,00	60,00	30,00	2,50	0,00
		1	1	Калиевый	1,96	1060,00	10,00	10,00	0,00	0,00
2	Кондуктор	1	1	техническая вода	3,73	1490,00	10,00	10,00	0,00	0,00
		1	1	ПЦТIII-Об.6	1,64	1560,00	15,00	15,00	2,50	0,00
		1	1	ПЦТIII-Об.6	2,80	1850,00	60,00	30,00	2,50	0,00
		1	1	Калиевый	3,67	1060,00	10,00	10,00	0,00	0,00
3	Промежуточная	1	1	техническая вода	1,30	1490,00	10,00	10,00	0,00	0,00
		1	1	ПЦТIII-Об.6	24,04	1560,00	15,00	15,00	2,50	0,00
		1	1	ПЦТIII-Об.6	13,32	1850,00	60,00	30,00	2,50	0,00
		1	1	Калиевый	39,60	1100,00	10,00	10,00	0,00	0,00
		1	1	техническая вода	1,95	1490,00	10,00	10,00	0,00	0,00
		1	1	ПЦТIII-Об.6	1,17	1560,00	15,00	15,00	2,50	0,00
		1	1	ПЦТIII-Об.6	0,78	1850,00	60,00	30,00	2,50	0,00
		1	1	Калиевый	2,83	1060,00	10,00	10,00	0,00	0,00
4	Эксплуатационная	1	1	техническая вода	3,62	1490,00	10,00	10,00	0,00	0,00
		1	1	ПЦТIII-Об.6	17,55	1560,00	15,00	15,00	2,50	0,00
		1	1	ПЦТIII-Об.6	10,58	1850,00	60,00	30,00	2,50	0,00
		1	1	Калиевый	34,34	1140,00	10,00	10,00	0,00	0,00

Примечание: Объемы тампонажных растворов определены с учетом среднего коэффициента кавернозности, который уточняется по результатам геофизических исследований

Таблица 8.12

Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска, (см. таб. 1.5.2, гр.8)	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых) насосов						Время выполнения технологической операции, мин	
								диаметр цилиндровых втулок, мм	скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	суммарная производительность агрегатов (бурового насосов), л/с	давление, кгс/см2		объем порции на данном режиме	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
											допустимое для агрегатов (буровых насосов)	на устье скважины в конце операции			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М	Закачка	2	125,0	III- IV	16,2	100	-	1,9	1,95	1,95
			Затворение	Тампонаж. 1	2СМН-20	Затворение	2	-	III- IV	16,2	-	-	1,56	4,81	6,77
					ОСР-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Закачка	Тампонаж. 1	ЦА-320М	Закачка	2	125,0	III- IV	16,2	100	-	1,56	1,6	8,37
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					СКЦ-2М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Затворение	Тампонаж. 2	2СМН-20	Затворение	2	-	III- IV	16,2	-	-	1,56	4,81	13,19
					ОСР-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Закачка	Тампонаж. 2	ЦА-320М	Закачка	2	125,0	III- IV	16,2	100	-	1,56	1,6	14,79
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					СКЦ-2М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Сброс пробки	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	19,79

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	2	125,0	III	16,2	100	3,12	1,96	2,02	21,81
					ЦА-320М	«стоп»	1	125,0	I	-	-	-	-	-	21,81
2	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М	Закачка	2	125,0	III- IV	16,2	100	-	3,73	3,84	3,84
			Затворение	Тампонаж. 1	2СМН-20	Затворение	2	-	III- IV	16,2	100	-	1,64	5,06	8,9
					ОСР-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Закачка	Тампонаж. 1	ЦА-320М	Закачка	2	125,0	III- IV	16,2	100	-	1,64	1,69	10,59
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					СКЦ-2М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Затворение	Тампонаж. 2	2СМН-20	Затворение	2	-	III- IV	16,2	-	-	2,8	8,64	19,23
					ОСР-20	Затворение	2	-	-	-	-	-	-	-	-
			Закачка	Тампонаж. 2	ЦА-320М	Закачка	2	125,0	III- IV	16,2	100	-	2,8	2,88	22,11
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					СКЦ-2М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Сброс пробки	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,07	24,18
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	2	125,0	III	16,2	100	7,22	3,67	3,78	27,95
						«стоп»	1	125,0	I	-	100		0		27,95
3	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М	Закачка	1	125,0	III- IV	16,2	100	-	1,3	1,34	1,34
			Затворение	Тампонаж. 1	2СМН-20	Затворение	2	125,0	III- IV	16,2	-	-	24,04	74,2	75,53
					ОСР-20	Затворение	2	-	-	-	-	-	-	-	-
			Закачка	Тампонаж. 1	ЦА-320М	Закачка	2	125,0	III- IV	16,2	100	-	24,04	24,73	100,27
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					СКЦ-2М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Затворение	Тампонаж. 2	2СМН-20	Затворение	2	125,0	III- IV	16,2	-	-	13,32	41,11	141,38
					ОСР-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Закачка	Тампонаж. 2	ЦА-320М	Закачка	2	125,0	III- IV	16,2	100	-	13,32	13,7	155,08
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					СКЦ-2М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Сброс пробки №1 (из комплекта МСЦ)			-	-	-	-	-	-	-	-	1,17	156,25
			Продавка	Продавочн	ЦА-320М	Продавка	2	125,0	III- IV	16,2	100	67,06	39,6	40,74	196,99

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
				ая											
						«стоп»	1	125,0	-	-	-	-	-		
			Сброс "пробки-бомбы", открытие окон МСЦ												196,99
			Промывка затрубного пространства												
		2	Закачка	Буферная	ЦА-320М	Закачка	2	125,0	III- IV	16,2	100	-	1,95	2,01	199,00
			Затворение	Тампонаж. 1	2СМН-20	Затворение	2	-	III- IV	16,2	-	-	1,17	3,61	202,61
					ОСР-20	Затворение	2	-	-	-	-	-	-	-	-
			Закачка	Тампонаж. 1	ЦА-320М	Закачка	2	125,0	III- IV	16,2	100	-	1,17	1,2	203,81
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					СКЦ-2М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Затворение	Тампонаж. 2	2СМН-20	Затворение	2	-	III- IV	16,2	-	-	0,78	2,41	206,22
					ОСР-20	Затворение	2	-	-	-	-	-	-	-	-
			Закачка	Тампонаж. 2	ЦА-320М	Закачка	2	125,0	III- IV	16,2	100	-	0,78	0,8	207,02
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					СКЦ-2М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Сброс пробки			-	-	-	-	-	-	-	-	1,17	211,11
			Продавка	Продавочн ая	ЦА-320М	Продавка	2	125,0	III- IV	16,2	100	-	2,83	2,91	211,11
						«стоп»	1	125,0	I	5,1	100	-	0,0		211,11
			Промывка затрубного пространства												
4		1	Закачка	Буферная	ЦА-320М	Закачка	2	125	III- IV	16,2	100	7,54	3,62	3,72	3,72
			Затворение	Тампонаж. 1	2СМН-20	Затворение	2	-	III- IV	16,2	-	-	17,55	54,17	57,89
					ОСР-20	Затворение	2	-	-	-	-	-	-	-	-
			Закачка	Тампонаж. 1	ЦА-320М	Закачка	2	125	III- IV	16,2	100	-	17,55	18,06	75,95
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					СКЦ-2М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Затворение	Тампонаж. 2	2СМН-20	Затворение	2	-	III- IV	16,2	100	-	10,58	32,65	108,6
					ОСР-20	Затворение	2	-	-	-	-	-			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
			Закачка	Тампонаж. 2	ЦА-320М	Закачка	2	125	III- IV	16,2	100	-	10,58	10,88	119,49
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-			
					СКЦ-2М	Закачка	1	-	-	-	-	-			
			Сброс пробки	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,0	124,49
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	2	125	III- IV	16,2	100	109,32	34,34	35,33	159,81
						«стоп»	1	125	I	5,1	190	-			159,81

Таблица 8.13

Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал цементирования		Номер схемы обвязки цементировочной	Потребное количество										
						Основные ЦА								Дополнительные ЦА		
						Тип	Всего	В том числе на:						пин	Всего	Резерв
			от, (верх)	до, (низ)				Затворение	Сброс пробки	Закачка	Продавка	Амбар	Резерв			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	1	0	20		ЦА-320М	6	2	-	2	2	-	-	-	-	-
2	2	2	0	60		ЦА-320М	6	2		2	2					
3	1	1	0	1000		ЦА-320М	8	2	2	2	2	-	-	ЦА-320М	-	1
4	1	1	0	1950		ЦА-320М	8	2	2	2	2	-	-	ЦА-320М	-	1

Примечание: Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм-производителей (Halliburton, Schlumberger-Dowell), обеспечивающих требуемые режимы цементирования.

Таблица 8.14

Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество													
			От (верх)	До (низ)	Смесительные машины					Цементовозы				Автоцистерны				
					Тип	Всего	В том числе			Тип	Всего	В том числе		Тип	Всего	В том числе		
							Тампонаж 1	Тампонаж 2	Тампонаж 3			Тампонаж	Тампонаж 2			Буферная	Затворение	Продавочная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	1	1	0	20	2СМН-20	4	2	2										
2	1	1	0	60	2СМН-20	4	2	2										
3	1	1	0	1000	2СМН-20	4	2	2										
4	1	1	0	1950	2СМН-20	4	2	2										

Таблица 8.15

Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

№ по порядку	Название или шифр	Потребное количество, шт						
		Номера колонн (см. таблицу 5.2., графа 1)						Суммарное на скважину
		1	2	3	4	5	6	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЦА-320М	6	6	8	8			28
2	2СМН-20	4	4	4	4			16
3	ОСР-20	1	2	2	2			7
4	БМ-700	1	1	1	1			4
5	СКЦ-2М	1	1	1	1			4

Примечание: Осреднительная емкость доставляется на буровую за 24 часа до начала цементирования.

Таблица 8.16

Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

Номер по порядку	Название или шифр	ГОСТ, ОТС, МРТУ, ТУ, МУ и д.п. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество				
				Номера обсадных колонн				Суммарное на скважину
				1	2	3	4	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Техническая вода	Местная	м3	1,96	2,70	25,57	18,22	48,46
2	ПЦТIII-Об.6	ГОСТ 1581-96	кг	3357,28	5034,40	39840,81	28726,79	76959,28
3	Понизитель водоотдачи (ГидроцемС)	ТУ 2231-009-40912231-2003	т			0,010	0,011	0,021
4	Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003	т			0,010	0,012	0,022
5	Замедлитель схватование (НТФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003	т				0,08	0,08
6	Пеногаситель (Полицем ДФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003	т				0,30	0,30

8.3. Оборудование устья скважины

Таблица 8.17

Оборудование устья скважины

Обсадная колонна		№ схемы обвязки и ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/см^2		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса, тн.	
№№ п/п	название		После установки	Перед вскрытием напорного горизонта					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Направление		90	90	ОКК1-210-168×245	ГОСТ30196-2001	1	14,0	1,5	1,5
2.	Кондуктор		90	90	Chinese FH35-35 135/8$^{5/8}$	ГОСТ 13862-2003	1	35,0	15,65	15,65
3.	Техническая колонна		90	90	Chinese 2FZ35-35 135/8$^{5/8}$	ГОСТ 13862-2003	1	35,0	15,65	15,65
4.	Эксплуатационная		115	115	ОККI-210-168×245 (ОККI-350-168×245) УКК1- 65×21	ГОСТ13846-2003	1	14,0	0,66	0,66

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

9. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

Таблица 9.1

Продолжительность работы пластоиспытателями, спускаемыми на трубах

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, испытание с геофизическимиисследова-ниями)	Затраты времени на испытание						
			Для буровой организации				Для геофизической организации		
			Нормативное время, ч			Всего на объект, сут	Нормативное время, ч		Всего на объект, сут
порядковый номер	глубина нижней границы		проработка	промывка	испытание (опробование)		ожидание притока	испытание (опробование)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Работы пластоиспытателями, спускаемыми на трубах будет производиться согласно отдельной Программе									

Таблица 9.2

Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Номер объекта испытания	Кол-во одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Кол-во отбираемых проб, шт
		тип испытателя пластов	кол-во, шт		шифр пакера	тип пробоотборника	
			испытателей пластов	пакеров			
1	2	3	4	5	6	7	8
Таблица информации не несёт							

Окончание табл.9.2

Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
осевая нагрузка, тс	начальный перепад давления, кгс/см^2	депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см2	кол-во циклов исследования	время ожидания притока, ч			диаметр, мм	длина, м
9	10	11	12	13	14	15	16	17
Таблица информации не несёт								

Таблица 9.4

Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) скважина

N лифтовой	N сек.	Интервал по стволу, м		Характеристики трубы					длина секции, м	Масса секции, т			Коэфф. запаса прочности		
											с учетом		на растяжение	на избыт. давление	
		от (верх)	до (низ)	Номин. наруж.	тип	марка	стенка,	теоретич. масса		теор.	плюсовог допуска	наличия сероводорода		наруж.	внутр.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1 ряд	1	0	1800/1900	73	73x5.5-D	D	5.5	9.47	1800	17	17.046	17.046	1.66	1.6	2.4

Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Таблица 9.5

Номер объекта	**Продолжительность, ч**	**Расход газа, м^3/период**	**Диаметр штуцера, мм**

Согласно Методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию Утверждена приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164 п.8. Расчет объемов сжигания сырого газа при испытании объектов нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных скважин (VIII) производится по следующей формуле:

VIII = Д × Гф × Т, (3)

где:

VIII – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин, м3;

Д – дебит скважин (объем добычи* нефти за одни сутки), т/сут.;

Гф – газовый фактор* (отношение количества сырого газа к количеству добычи* нефти), $м^3$/т;

Т – количество дней испытаний объектов скважин 20 суток
VIII = 13200 $м^3$/сут * 20 суток = 264 000 $м^3$/период * 2 объекта = 528 000 $м^3$
15 скв. * 528 000 = 7 920 000 $м^3$

218,0 т/сут. * 20 * 2 объекта = 8720 т/период нефти
8720 т/период нефти * 15 = 130 800 тонн на 15 скв.

10. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

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

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

Толщинометрию бурильных труб проводить через 1500 час.

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

Таблица 10.1

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, час	Тип контролируемых труб и УБТ	Количество контроли-руемых 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, мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуатационная	1	1950	2160	ТБПК 127	134	Трубные резьбы БТ	4,8	643
			400	УБТ 165.1	8	Замковая	4,8	38,4

Таблица 10.2

Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление создаваемое агрегатами при опрессовке, кгс/см^2	Источник норм времени	Количество труб, шт.	Продолжительность проведения операции, час
			тип (шифр)	количество, шт.				
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов нагнет. Линия, блок задвижек, шланг		ЦА-320	1	На раб. дав-е	ЕНВ	0	1,5
Тех/колонна	Обсадная колонна обсадные трубы устьевое оборудования	800	ЦА-320	1	90	ЕНВ	1 25 1	1,5
Эксплуатационная	Обсадная колонна обсадные трубы устьевое оборудования	1950	ЦА-320	1	115	ЕНВ	1 60 1	1,5

Примечание: На глубине установки башмака обсадных колонн проводить замеры градиентов гидроразрыва пород методом гидравлических испытаний (LOT)

11. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Таблица 11.1

Объём подготовительных работ к строительству скважины

Наименование работ с указанием шифра или характеристики	Единица измерения	Объём работ	Продолжительность дней	Примечание
1	2	3	4	5
Комплекс подготовительных работ к строительству скважины	к-т	1	14	стандартный
Планировка площадки механизированная	1000м^2	28,3	2	регламент
Обваловка с перемещением грунта 2-й кат.до 20м	100м^3	56,6	2	устанавливается Заказчиком
Скважина для водоснабжения	шт.	1	1	
Пожарные гидранты	1 гид.	2	0,2	
Ящик для гидранта	1 ящ.	2	0,2	
Вахтовый посёлок	вагончики	25	1	
Контур заземления для вахтового посёлка	конт.	1	0,5	
Расчистка площадки от снега при монтаже	1000м^2	28,3	1	
Емкость для питьевой воды	V=50м^3	1	0,1	
Снятие и складирование плодородного слоя 0,4м	100м3	113	2	
Бетонирование площадки под вышкой	м^3	16	2	
Транспортировка машин и механизмов	1 к-т	1	2	

Таблица 11.2

Топографо-геодезические работы

Номер п/п	**Номер расценки по ЕРЕР или разовая**	**Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)**	**Номер варианта топографо-геодезических работ**	**Единица измерения**	**Количество**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1.	СУСН на топографо-геодезические и маркшейдерские работы	Перенесение в натуру местоположения скважины.	1	точка	1
2.	СУСН на топографо-геодезические и маркшейдерские работы	Определение планово-высотного нахождения устья скважины	1	точка	1

3.	СУСН на топографо-геодезические и маркшейдерские работы	Определение азимута.	1	точка	1
4.	СУСН на топографо-геодезические и маркшейдерские работы	Проезд бригады с базы до точки и обратно	1	км	140

Таблица 11.3

Объёмы строительных и монтажных работ

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Кол-во	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5
1.	Сарай агрегатный.	100м^2	1.06	автотранспорт
2.	Сарай насосный.	100м^2	0.635	автотранспорт
3.	Обшивка граней А -образной вышки РТУ.	грань	1	автотранспорт
4.	Обшивка балкона А -образной вышки РТУ.	балкон	1	автотранспорт
5.	Устройство пола буровой.	пол	1	автотранспорт
6.	Сарай для электростанции.	100м^2	0.2	автотранспорт
7.	Сарай для хим.реагентов.	100м^2	0.48	автотранспорт
8.	Сарай для пульта управления превенторами.	100м^2	0.1	автотранспорт

Примечания: Подготовительные работы к строительству скважин и строительные и монтажные работы производить согласно СНиП IV-2-82 часть IV, глава 2, том 10.

12. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Таблица 12.1

Продолжительность строительства 1 скважины

Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут							
	Всего	В том числе						
		Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы	Бурение и крепление	Испытание			
					Всего	В открытом стволе	В эксплуатационной колонне	Демонтаж и рекультивационные работы
10,00	74,0	10,0	3,0	30,0	20,0	-	20.0	1,00

Таблица 12.2

Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин скважин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут
			от	до	
1	Направление	1	0	20	1
2	Кондуктор	1	20	60	3
3	Тех колонна	2	60	1000	7
4	Экс колонна	3	1000	1950	12
Итого		7			23,0

13. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ

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 «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» Утверждёнными приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 по следующему перечню:

Таблица 13.1

Оснащение буровой установки при бурении скважин средствами, повышающими безопасность труда

№№ п/п	Наименование средств безопасности	Наименование объектов	Кол-во объект.
1	**2**	**3**	**4**
1	Трубозахватное устройство	БУ	1 к-т
2	Лебедка электрометрических работ	БУ	1 к-т
3	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Приемный мост	1 к-т
4	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
5	Приспособление для завинчивания и свинчивания долот («доска»)	БУ	Для каждого диаметра долот
6	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 к-т
7	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 к-т
8	Механизм для крепления, перезапуска изменения нагрузки неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 шт.
9	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика и насосным отделением	БУ	1 шт.
10	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 к-та
11	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных труб с ключом и комплектом переводников по размерам труб	БУ	2 к-та (по 2 переводника на типоразмер труб)
12	Трехфазная розетка для подключения промыслово-геофизической аппаратуры	БУ	1 шт. на всех типов буровых
13	Шаблон для обсадных труб по их диаметрам	БУ	на каждый диаметр

№№ п/п	Наименование средств безопасности	Наименование объектов	Кол-во объект.
1	**2**	**3**	**4**
14	Шаровые краны для бурильных труб (между ведущей трубой и ее защитным переводником) с ключом и комплектом переводников по размерам труб.	БУ	3 (из них один запасной)
15	Гидравлический подъемник	БУ	1 к-т
16	Пневмораскрепитель трубный	БУ	1 к-т
17	Ограничитель подъема талевого блока	БУ	1 к-т
18	Устройство против разбрызгивания бурового раствора	БУ	1 к-т
19	Защитные очки и др. СИЗ для приготовителей бурового	БУ	По 1 шт. на
20	Очиститель бурильных труб	БУ	1 шт.
21	Комбинированный колпачек для перемещения долот	БУ	1 шт.
22	Приспособление для отвинчивания трехшарошечных	стд	1 шт.
23	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки.	БУ	1 к-т
24	Указатель «Открыто» - «Закрыто» к задвижке высокого	БУ	1 шт.
25	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок.	БУ	1 к-т
26	Предупредительное устройство о падении посторонних предметов в скважину	Устье скважины	1 шт.
27	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
28	Отводные крючки	БУ	3 шт.
29	Приспособление для одевания протекторов на	БУ	1 шт.
30	Защитные каски с подшлемниками	БУ	по 1 на
31	Вкладыши противошумные «Беруши» или	БУ	по 1 на
32	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12 В	БУ	2 шт.
33	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
34	Автоматический регулятор нагрузки на долото	БУ	1 к-т
35	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора	Эл.свар. трансф.	1 шт.
36	Гидравлический трубный ключ для обсадных колонн	БУ	1 к-т

Примечание: Допускается работа буровой или отдельного ее оборудования при замене перечисленных в настоящих «Нормативах» средств защиты их аналогами, не снижающими уровни безопасности труда

Таблица 13.2

Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса	импортные	1
2	Индикаторы давления, показывающие (манометры)	импортные	Комплект
3	Роторный моментомер		1
4	Шаблоны для контроля за износом центраторов и калибраторов		2
5	Мерные скобы для контроля диаметров бурильных труб и УБТ		4
6	Уровнемер в доливной емкости		1
	Портативный газоанализатор горючего газа (3шт), кислорода (2шт), H_2S (2шт)	импортные	7
8	Лаборатория буровых растворов	-	1
8.1	Прибор для определения удельного веса		1
8.2	Прибор для определения условной вязкости		1
8.3	Вискозиметр		1
8.4	Вискозиметр FANN		1
8.5	Секундомер		1
8.6	Прибор для определения содержания песка		1
8.7	Фильтрпресс со сжатым CO_2		1
8.8	Высокотемпературный фильтрпресс высокого давления со сжатым воздухом		1
9	Станция геолого-технологического контроля (с глубины 350-480 м)	-	1

Примечание: Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.

Станция оборудована мониторами, графическими и цифровыми самописцами для контроля параметров бурения описанных в таблице, а также дополнительных параметров, таких как: объем бурового раствора в каждой из емкостей, общего и пофракционного содержания газа в буровом растворе, выходящего из скважины, положения долота относительно забоя и др.

Таблица 13.3

Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт
1	2	3	4
1	Система связи с станциями, расположенными: у представителя Компании, бурового мастера, инженера по буровым растворам, у пульта бурильщика, у пульта ПВО, на виброситах, на буровых насосах, объекте перемешивания бурового раствора	-	Один стационарный блок
2	Система оповещения по трансляционной сети (переносные мегафоны с питанием от аккумуляторных батарей).	-	2
3	Средства двусторонней связи с лагерем (радиоустройство с антенной и блоком питания).	-	2
4	Спутниковая связь	-	1

14. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника

14.1. Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов

Проектируемые поисково-разведочная скважина, в соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» относятся к опасным производственным объектам.

С целью обеспечения безопасного строительства и проводки поисково-разведочной скважины, предупреждения аварий, обеспечения готовности предприятия к локализации и ликвидации их последствий, гарантированного возмещения убытков, причиненных авариями физическим и юридическим лицам, окружающей среде и государству в процессе строительства и эксплуатации должны соблюдаться требования законодательства Республики Казахстан в области промышленной безопасности, а также:

– соблюдать требования промышленной безопасности;

– применять технологии, технические устройства, материалы, допущенные к применению на территории Республики Казахстан;

– организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;

– проводить экспертизу технических устройств, материалов, отслуживших нормативный срок эксплуатации, для определения возможного срока дальнейшей эксплуатации;

– предотвращать проникновение на опасные производственные объекты посторонних лиц;

– проводить анализ причин возникновения аварий, осуществлять мероприятия, направленные на предупреждение, ликвидацию аварий и их последствий;

– информировать незамедлительно территориальный уполномоченный орган об авариях;

– выполнять предписания по устранению нарушений требований нормативных правовых актов в области промышленной безопасности, выданных государственными инспекторами;

– предусматривать затраты на обеспечение промышленной безопасности при разработке планов финансово-экономической деятельности;

– обеспечивать своевременное обновление технических устройств, материалов, отработавших свой нормативный срок;

– декларировать опасные производственные объекты, своевременно уточнять декларацию при появлении и изменений сведений о промышленной безопасности;

– обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями организационно-технических мероприятий, обеспечивающих безопасное выполнение работ;

– заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами и формированиями договоры на обслуживание или создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования;

– и другое, предусмотренное законодательством Республики Казахстан в области промышленной безопасности.

Обязанности предприятия по профессиональной подготовке и переподготовке работников опасных производственных объектов:

– программа ежегодного обучения правилам безопасного выполнения работ должна быть продолжительностью не менее 40 часов;

– проверке знаний подлежат все лица, занятые на опасных производственных объектах.

Для проведения проверки знаний специалистов, работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, привлекаемых для работы на опасных производственных объектах, приказом (распоряжением) руководителя организации,

эксплуатирующей опасные производственные объекты, или учебной организации создаются постоянно действующие экзаменационные комиссии, которые возглавляются руководителем или заместителем руководителя учебного центра организации, эксплуатирующей опасные производственные объекты, или учебной организации. Экзаменационные билеты и (или) электронные программы тестирования разрабатываются учебными организациями и утверждаются их руководителями. Результаты проверки знаний оформляются протоколами. Протоколы проверки знаний сохраняются до очередной проверки знаний.

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия руководителей и работников, аварийных спасательных служб и формирований.

План ликвидации аварий содержит:

1) оперативную часть;

2) распределение обязанностей между работниками, участвующими в ликвидации аварий, последовательность действий;

3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с профессиональными аварийно-спасательными службами и (или) формированиями.

С целью обеспечения правового регулирования в области трудовых отношений, охраны труда, экологической, пожарной безопасности должен исполняться «Трудовой кодекс Республики Казахстан» и другие законодательные акты Республики Казахстан, в т. ч. Закон «О гражданской защите».

К техническому руководству работами по строительству и эксплуатации скважин на опасных объектах должны допускаться лица, имеющие высшее или среднее техническое образование.

Рабочие, занятые на работах по строительству и эксплуатации скважин должны иметь профессиональное образование, соответствующее профилю выполняемых работ, ежегодно должны быть обучены безопасным приемам работы, знать сигналы аварийного оповещения, правила поведения при авариях, места расположения средств спасения и уметь пользоваться ими. Необходимо иметь инструкции по безопасному ведению технологических процессов, безопасному обслуживанию и эксплуатации машин и механизмов, скважин, трубопроводов. Рабочие не реже, чем каждые шесть месяцев должны проходить повторный инструктаж по безопасности труда и не реже одного раза в год - проверку знаний инструкций по профессиям. Результаты проверки оформляются протоколом с записью в журнал инструктажа и личную карточку рабочего.

Технические руководители, специалисты и ИТР – 1 раз в 3 года с предварительным обучением по 40 часовой программе;

При изменении характера работы, а также после несчастных случаев, аварий, инцидентов или грубых нарушений Правил безопасности проводится внеплановый инструктаж.

Запрещается принимать или направлять на работу, связанную со строительством и эксплуатацией опасных объектов, лиц, имеющих медицинские противопоказания.

Рабочие и специалисты должны быть обеспечены и обязаны пользоваться специальной одеждой, специальной обувью, исправными защитными касками, очками и другими средствами индивидуальной защиты, соответствующими их профессии и условиям работ согласно утвержденным нормам.

Рабочие, руководители и специалисты, занятые на строительстве и эксплуатации опасных объектов, должны быть обеспечены санитарно-бытовыми помещениями (душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева) в соответствии с действующими нормами.

Все работающие на опасных объектах, в т.ч. в период строительства скважин должны быть обеспечены питьевой водой, качество, которой должно соответствовать санитарным требованиям.

Лица, не состоящие в штате объектов, но имеющие необходимость в его посещении для выполнения производственных заданий, должны быть проинструктированы по мерам безопасности и обеспечены индивидуальными средствами защиты.

Руководитель организации, эксплуатирующей опасные объекты, обязан обеспечить безопасные условия труда, организацию разработки защитных мероприятий на основе оценки опасности и рисков на каждом рабочем месте и объекте в целом.

На производство работ, к которым предъявляются повышенные требования безопасности, должны выдаваться письменные наряды – допуски, в т.ч. на газоопасные, огневые работы.

Нарядом - допуском оформляется также допуск на территорию объекта для выполнения работ персонала сторонней организации. В нем должны быть указаны опасные факторы, определены границы участка или объекта, где допускаемая организация выполняет работы и несет ответственность за их безопасное производство, другое, предусмотренное инструкциями по организации безопасного проведения газоопасных работ, то же огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах.

Места, представляющие опасность падения в них людей, машин и механизмов, должны быть ограждены и обозначены предупредительными знаками.

Передвижение людей по территории опасного объекта допускается по специально устроенным пешеходным дорожкам или по обочинам автодорог навстречу направлению движения автотранспорта.

Запрещается:

– находиться людям в опасной зоне работающих механизмов, в пределах зоны возможного поражения и в непосредственной близости от источников поражения, травмирования.

В случае опасности все работы в опасной зоне должны быть остановлены, люди выведены, а опасный участок должен быть огражден и установлены предупредительные знаки, приняты меры по обеспечению и организации безопасного проведения работ.

Все несчастные случаи, аварии и инциденты подлежат регистрации, расследованию и учету в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

Строительно-монтажные, транспортные и строительно-дорожные машины, технические устройства, находящиеся в эксплуатации, должны быть исправны, оснащены сигнальными устройствами, тормозами, ограждениями доступных движущихся частей механизмов (муфт, передач, шкивов и т.п.) и рабочих площадок, противопожарными средствами, иметь освещение, комплект исправного инструмента, приспособлений, защитных средств от поражения электрическим током и необходимую контрольно - измерительную аппаратуру, а также исправно действующую защиту.

Движущиеся части оборудования, представляющие собой источник опасности для людей, должны быть ограждены.

Обучение, аттестация и допуск к выполнению работ технических устройств, управление которыми связано с оперативным включением и отключением электроустановок, осуществляется в соответствии с требованиями действующих норм и правил по безопасной эксплуатации электроустановок с присвоением квалификационных групп по электробезопасности.

Предприятие обязано страховать своих работников и соблюдать требования Закона РК «Об обязательном страховании работника от несчастных случаев при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей».

14.2 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Предприятие обязано соблюдать требования Законов Республики Казахстан от 11.04.2014 г. № 188-V «О гражданской защите», в т.ч.:

- планировать и проводить мероприятия по повышению устойчивости своего функционирования и обеспечению безопасности работников и населения;
- предоставлять в установленном порядке информацию, оповещать работников и население об угрозе возникновения или о возникновении чрезвычайных ситуаций;
- обучать работников методам защиты и действиям при чрезвычайных ситуациях в составе невоенизированных формирований, создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях;
- проводить защитные мероприятия, спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций на подведомственных объектах производственного и социального назначения и на прилегающих к ним территориях в соответствии с утвержденными планами;
- осуществлять производственный контроль за соблюдением требований по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- представлять в уполномоченный орган Республики Казахстан по промышленной безопасности и в территориальное подразделение уполномоченного органа декларацию безопасности промышленных объектов, в порядке и по форме, утвержденной Правительством Республики Казахстан;
- разрабатывать мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (контроль обстановки, прогнозирование и оповещение об угрозе аварий, бедствий и катастроф, могущих привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, обучение специалистов и защитные мероприятия);
- не допускать нарушений требований безопасности производственной и технологической дисциплины, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций;
- информировать население и организации о прогнозируемых и возникших чрезвычайных ситуациях, мерах по их предупреждению и ликвидации;
- заблаговременно определять степень риска и вредности деятельности предприятия;
- проводить спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций, оказывать экстренную медицинскую помощь; формировать резервы финансовых и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий.

Мероприятия по защите населения, территорий и объектов хозяйствования проводятся заблаговременно и являются обязательными для организаций.

В целях защиты населения, территорий и объектов хозяйствования от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера организациями проводятся:

- разработка перспективных и текущих планов по защите населения, населенных пунктов и объектов хозяйствования от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и планов действий по их ликвидации;
- комплекс мероприятий по повышению устойчивости функционирования объектов хозяйствования и обеспечению безопасности рабочего персонала в чрезвычайных ситуациях;
- создание и поддержание в постоянной готовности локальных систем оповещения;
- планирование застройки территорий с учетом возможных наводнений, селей, оползней и других опасных экзогенных явлений;
- создание резерва временного жилья для населения, оставшегося без крова при чрезвычайных ситуациях;
- организация системы мониторинга, оповещения населения и хозяйствующих субъектов

о техногенных авариях, возможных наводнениях, селях, оползнях и других опасных экзогенных явлениях;

- создание запасов продовольствия, медикаментов и материально-технических средств на объектах жизнеобеспечения.

Мероприятия Гражданской обороны по защите от чрезвычайных ситуаций, связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых, реализуемые организациями по обеспечению безопасности территорий и объектов хозяйствования от чрезвычайных ситуаций, включают:

- научные исследования, прогнозирование и оценку опасности возможных последствий добычи полезных ископаемых для населения и окружающей среды;
- планирование строительства и эксплуатацию с учетом перспектив развития добычи полезных ископаемых и ее влияния на устойчивость геологических структур;
- организацию и проведение превентивных мероприятий по снижению возможного ущерба от чрезвычайных ситуаций, связанных с разработкой месторождений, а при невозможности их проведения - прекращение добычи и консервацию месторождений с выполнением необходимого комплекса защитных мероприятий.

Инженерно-технические мероприятия Гражданской обороны разрабатываются и проводятся заблаговременно.

Страхование лиц, привлекаемых к выполнению мероприятий Гражданской обороны и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций, обусловленных авариями, катастрофами, стихийными и иными бедствиями, и возмещение ущерба в случае их гибели или увечья осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

К спасательным и неотложным работам относятся поисково-спасательные, горноспасательные, газоспасательные работы, а также работы, связанные с тушением пожаров и ликвидацией медико-санитарных последствий чрезвычайных ситуаций, и другие специальные работы, проводимые в чрезвычайных и аварийных ситуациях.

В Республике Казахстан аварийно-спасательные службы и формирования создаются:

- на постоянной штатной основе - профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования;
- на добровольных началах - добровольные аварийно-спасательные формирования, которые создаются из числа своих работников в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

Спасатели обязаны вести поиск пострадавших людей, принимать меры по их спасению, оказывать первую медицинскую и другие виды помощи.

Учитывая высокую опасность производства, предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности, промсанитарии в целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения нормальных и комфортабельных условий труда и отдыха в соответствии с действующими в Республике Казахстан стандартами и нормами.

Руководствуясь Трудовым Кодексом "Инструкции по безопасности и охране труда ", законом "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения Республики Казахстан" и действующими правилами безопасности труда при проведении геологоразведочных работ, на площади работ будет планомерно вестись работа, направленная на обеспечение безопасных и здоровых условий труда.

Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасных условий труда включают:

- при поступлении на работу, трудящиеся проходят предварительный медицинский осмотр, а в дальнейшем - периодические медосмотры, согласно приказа Министра здравохранения РК от 16 ноября 2009 года № 709. "Об утверждении Перечня вредных производственных факторов, профессий, при которых проводятся обязательные медицинские осмотры, Правил проведения обязательных медицинских осмотров ";

- рабочие, поступающие на работу, проходят обучение общим правилам безопасности, правилам оказания первой помощи пострадавшим, после чего проходят вводный инструктаж и инструктаж на рабочих местах с последующей сдачей экзаменов;
- на все производственные профессии будут разработаны "Инструкции по безопасности и охране труда";
- ответственность за обеспечение и соблюдение правил безопасности труда возлагается на Подрядчика.

Санитарные нормы и правила.

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

- Строительно-монтажные работы
- Бурение скважин
- Испытание скважин
- Тампонажные работы

С целью обеспечения охраны труда, здоровья персонала, технической безопасности и надежности оборудования, применяемого при строительстве скважины и в целом объекта работ, проектом предусматривается в соответствии с действующим законодательством, строгое соблюдение требований и мероприятий следующих нормативно-технических документов, действующих в нефтегазовой отрасли промышленности Республики Казахстан.

Таблица 1.14.1

Основные требование 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 строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.
2.	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентировано «Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.
3.	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады опробования для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты – противогазами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) – 120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 24000-26000мг/м^3 (по бензолу).

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
4.	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями «Гигиенических нормативов уровней шума на рабочих местах» и «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям работы с источниками вибрации» по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения шума и вибрации.
5.	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования СНиП РК 2.04.-05-2002* «Искусственное и естественное освещение», «Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий», «Правила устройства электроустановок (ПУЭ-86)», «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон».
6.	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. 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 производиться 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.

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
8.	В соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 174. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 5 мая 2015 года № 10939, строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями.

14.3. Защита от шума и вибрации

Замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов производить по плану исполнителя работ (владельца оборудования). Уровень звукового давления регламентируется «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 174. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 5 мая 2015 года № 10939.

Основными источниками шума на буровой площадке являются оборудование бурильной установки, установка для приготовления цементных растворов, насосы бурового раствора, центрифуга, вибросита, платформа дегазатора, дизельгенераторы, подъемные механизмы, транспортные средства и др. (действительные замеры уровня шума будут проводиться в разных местах на буровых установках с помощью шумомера после монтажа станка на месте). Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории буровой следует принимать в соответствии с документом «Шум. Общие требования безопасности».

С целью снижения уровня звукового давления, все работники должны быть обеспечены средствами защиты органов слуха, а также пройти курс обучения по воздействию вредных факторов высоких уровней шума.

Основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, шлемы).

Выполненные расчеты уровня звукового давления при проведении буровых работ на расстоянии 100м равен 56дБ, 150м - 50,12дБ, и 200м - 45,96дБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 50м равен 39дБ удовлетворяют санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах (80дБ).

Таблица 1.14.3.

Средства коллективной защиты от шума и вибрации

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Место установки на буровой
1	**2**	**3**
1	Кожух	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы
2	Деревянные маты	Под основанием буровой
3	Виброизолирующая площадка или резиновые коврики	У пульта бурильщика и дизелистов
4	Наушники СОМ3-1 или каска с наушниками типа СОМ3-2К	Все работающие
5	Антивибрационные рукавицы	Бурильщики, помошники бурильщиков

Принятые технологические решения обеспечивают допустимый уровень звука (шума) на рабочих местах не выше 80дБ (согласно «Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека приказ Министра нац.экономки РК № 169 от 20.02.2015»). Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

14.3. Освещение оборудования рабочих мест

Проектом устанавливаются нормы электрического освещения оборудования рабочих мест, территории, согласно Санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 3 июня 2015 года № 11259, следующего значения.

Таблица 14.5.

Нормы освещенности

№ п п/ п	Рабочие места, на которых нормируется освещенность	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				Аварийное освещение, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности	Дополнительные указания	
					При лампах накаливания	При газоразрядных лампах			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г.В	IV г	100	150	40		10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г.В	IV	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

№ п п/ п	Рабочие места, на которых нормируется освещенность	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				Аварийное освещение, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности	Дополнительные указания	
					При лампах накаливания	При газоразрядных лампах			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Стеллажи, приёмный мост	Бурильные трубы, обсадные колонны, приёмный мост	Г	XI	10	10			
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки	Ступени и пол площадки	Г	XI	10	10			
	'Вышечно-лебедочный блок:								
7	Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60		10
8	Буровая лебедка	Барабан	В	X	30	30	Освещенность установлена экспериментально		
9	Пневматический ключ буровой	Челюсть	В	VIIIA	30	75			
10	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30			
11	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30			
12	Механизм спуска и подъема бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50			
13	Рабочее место верхового рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50			
14	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г.В.	X	30	30			
	Силовое помещение:								
15	Редуктор (коробка скоростей)	Место замера уровня масла	В	VIIIA	30	75			
16	Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10			

№ п п/ п	Рабочие места, на которых нормируется освещенность	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				Аварийное освещение, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности	Дополнительные указания	
					При лампах накаливания	При газоразрядных лампах			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIA	30	75			
18	Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	VIIB	20	50			
	Насосное помещение:								
19	Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время смены разделителя		
20	Дизельное помещение: (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8 м от пола	Г	VI	50	100			
	Противовыбросовое оборудование								
21	Превентор, штурвал дистанционного управления превентером	Превентор, штурвал	В	VIIIA	30	75	Освещенность установлена экспериментально		
22	Пульт дистанционного управления превентером (освещенность снижена на одну	Пульт	В	IVT	75	100			

№ п п/ п	Рабочие места, на которых нормируется освещенность	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				Аварийное освещение, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности	Дополнительные указания	
					При лампах накаливания	При газоразрядных лампах			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	ступень шкалы освещенности)								
23	Цементировочная головка (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	50	50			
24	Место заряжения прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место заряжения	Г	VГ	75	100			
25	Каротажный подъемник	Барабан, пульт кабины машиниста	Г	X	30	30			
26	Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъемника до блок- баланса	Кабель	Г	XI	10	10			
27	от подвесного ролика до устья скважины	Кабель	В	X	30	30			
28	Блок-баланс	Блок-баланс	В	X	30	30			
29	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место			75	75	Освещенность установлена экспериментально		
30	Каротажная лаборатория	0,8 м от пола	Г		75				
31	Путь переноса заряженных ПВА	Пол мостков	Г	XI	10	10			

14.5 Средства индивидуальной защиты

Настоящая инструкция определяет средства индивидуальной защиты (СИЗ), которые используются для защиты от вредных факторов, воздействие которых на организм человека нельзя предотвратить иными способами, а также в случаях, когда по соображениям практичности невозможно использовать иной вид защиты.

Помимо СИЗ данная инструкция рассматривает также стандартизированное защитное оборудование, используемое буровой организацией.

Назначение

В настоящей инструкции приведены основные положения по определению случаев, в которых требуется использование СИЗ, а также описаны методы ухода за ними. В инструкции также предлагается список защитного оборудования, одобренного буровой организацией для закупки.

Сфера применения

Действие настоящей инструкции распространяется на всех сотрудников буровой организации, представителей Заказчика, подрядчиков и посетителей, находящихся с визитом на объектах.

Определение терминов

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) - оборудование или одежда, которые разработаны таким образом, чтобы предохранять организм человека от воздействия вредных факторов в процессе выполнения работ, когда невозможно применить методы инженерного контроля.

Непроницаемые одежда и перчатки защищают от проникновения химических веществ, углеводородов и других жидких веществ.

Защитное оборудование - оборудование, используемое для защиты персонала от вредного воздействия на рабочем месте или в случае аварийной ситуации.

Роли и обязанности

Все сотрудники:

- Соблюдают требования настоящей инструкции и рекомендации изготовителя.
- Проводят визуальные проверки СИЗ ежедневно или непосредственно перед их использованием.
- Сообщают в отдел закупок об порванные или поврежденные СИЗ.
- Обеспечивают надлежащий уход и условия хранения для используемых СИЗ.
- По всем вопросам, связанным с использованием СИЗ, обращаются к своему непосредственному руководителю.

Руководители:

- Обеспечивают, наличие необходимых СИЗ, и отвечают за их правильное использование персоналом.
- Принимают решение о замене или чистке СИЗ, которые были подвержены воздействию химических веществ.

Отдел закупок:

- Приобретает защитное оборудование, утвержденное Менеджером по технике безопасности. Вопросы по типу перчаток, приобретаемых для отдельных видов работ, следует решать со специалистами по технике безопасности. Служба материального обеспечения ведет учет запасов СИЗ и защитного оборудования. Проводит замену непригодного СИЗ на пригодное к эксплуатации, а также проводит замену по окончании срока эксплуатации, утверждённого внутренними нормативными актами на ношение СИЗ.

Общие требования

Подбор СИЗ и оборудования:

Руководитель обеспечивает правильный подбор наиболее подходящих СИЗ и защитного оборудования, при условии невозможности применения методов инженерного контроля. При подборе СИЗ и оборудования следует опираться на следующие критерии:

- Уровень защиты каждого отдельного наименования СИЗ должен соответствовать реальным условиям работы;
- СИЗ должны быть просты в обращении, но не в ущерб эффективности защиты.

Обязательное использование СИЗ:

Персонал обязан носить средства индивидуальной защиты в местах обязательного использования СИЗ, а также в условиях появления опасных факторов, которые могут нанести ущерб здоровью человека в результате прямого физического контакта, либо через органы дыхания или контакт с кожей:

Для объектов, расположенных на территории участка, таких как: объекты, строительные участки, складских помещений и баз, обязательно ношение следующих видов СИЗ:

а) каска
б) защитные очки
в) защитная обувь

Для отдельных видов работ или на определенных производственных участках сверх предписанного минимума могут потребоваться дополнительные СИЗ. В таком случае использование дополнительных СИЗ должно оговариваться в наряде-допуске на проведение работ или же предписываться специальным знаком.

Утвержденный список защитного оборудования

Защитное оборудование должно быть стандартизовано для того, чтобы облегчить контроль затрат и обеспечить требуемое качество защиты. Все СИЗ должны быть разрешены для использования и отвечать установленным Казахстанским и международным стандартам.

Соответствие СИЗ определенным видам опасных факторов

СИЗ должны обеспечивать защиту от воздействия опасных факторов, выявленных для определенного вида работ.

Требования, предъявляемые к посетителям

Требования к посетителям производственной зоны идентичны требованиям, изложенным в пункте 7.2 настоящей инструкции.

Невыполнение данных положений может быть санкционировано менеджером того отдела, к кому прибыл посетитель, или его/её уполномоченным представителем.

Замена СИЗ

Замена защитной обуви производится в соответствии с процедурой отдела ТБ по выдаче рабочей одежды сотрудникам буровой организации.

Средства защиты головы

Общие положения

Каски предохраняют голову от воздействия и проникновения, падающих или летящих предметов, а также от удара током, если каска изготовлена из токонепроводящего материала. Каски должны отвечать требованиям ГОСТ 12.4084-2000 Казахстанских стандартов.

Общие требования по использованию касок:

Запрещается изменять конструкцию внутренней оснастки каски. Несущая лента всегда должна быть застегнута соответствующим образом. Нельзя использовать пустое пространство меж корпусом каски и несущей лентой для хранения перчаток, сигарет, берущей и т.д. Дизайн каски предусматривает наличие пустого пространства для того, чтобы несущая лента смягчила силу удара.

Запрещается делать отверстия в корпусе каски. Запрещается красить каски.

Необходимо регулярно проводить осмотр касок. При обнаружении трещин, вмятин или иных повреждений, необходимо заменить каску. Каски, которые нельзя использовать, необходимо уничтожить. Запрещается использовать спортивные каски вместо защитных

касок. Каски следует чистить с использованием мыла и теплой воды. Для чистки касок нельзя использовать растворители, химические вещества, бензин и другие подобные вещества. Запрещается длительное хранение касок под воздействием прямого солнечного света. Каски должны храниться в сухом и чистом помещении с соблюдением умеренного температурного режима, так как воздействие сильного холода или высокой температуры может повлиять на срок эксплуатации каски.

При проверке, техобслуживании и замене касок следуйте инструкции завода-изготовителя.

Утепляющие подшлемники

Сотрудникам, работающим вне помещений в холодное время года, выдаются утепляющие подшлемники универсального размера. Утепляющие подшлемники могут использоваться многократно и при загрязнении их необходимо стирать.

Средства защиты глаз и лица

Общие положения

Использование средств защиты глаз и лица требуется, когда в процессе работы сотрудники подвергаются риску получить травму лица и глаз от отлетающих твердых частиц, обрабатываемых материалов, или агрессивных жидкостей, раздражающих газов. На объектах разрешается использование только защитных очков, защитных лицевых щитков и шлемов сварщиков, отвечающих требованиям стандарта РК "Защита глаз и лица" или иных признанных казахстанских стандартов.

Очки для защиты от воздействия химических веществ и закрытые защитные очки

Для защиты глаз от брызг, осколков, пыли и от любого воздействия химических веществ, способных вызвать повреждения глаз, должны использоваться специальные очки для защиты от воздействия химических веществ.

Очки для защиты от воздействия химических веществ должны использоваться постоянно при проведении работ на участках, обведенных желтой линией, согласно предписывающему знаку.

Обычные защитные очки (даже очки, с боковой защитой) не должны использоваться вместо закрытых защитных очков или очков для защиты от воздействия химических веществ. Закрытые защитные очки и очки для защиты от воздействия химических веществ обеспечивают защиту глаз спереди, сверху, снизу и с боков. Их конструкция позволяет носить их поверх оптических очков, когда это необходимо.

Закрытые защитные очки выполнены таким образом, что могут выдержать удары мелких частиц, и используются для защиты глаз при колке, дроблении камня, резке металла, при шлифовании или сверлении с использованием ручного инструмента, при ручной клепке и т.д. При проведении шлифовальных и подобных видов работ (работы со щеточной электрической машинкой или проволочной дисковой щеткой), минимальный набор СИЗ, должен включать лицевой щиток и закрытые ударопрочные очки. Очки для защиты от воздействия химических веществ или закрытые защитные очки не разрешается использовать вместо очков сварщика.

Защитные лицевые щитки

Защитные лицевые щитки должны использоваться для защиты лица и шеи от частиц и брызг агрессивных жидкостей и горячих растворов. Использование только лицевых защитных щитков не обеспечивает соответствующей защиты глаз. Защитный лицевой щиток должен быть использован в комбинации с другими средствами защиты глаз, такими как защитные очки или защитные очки от воздействия химических веществ.

Исключение: Ношение закрытых защитных очков или защитных очков от воздействия химических веществ не требуется при использовании разрешенных пожарных шлемов, имеющих защитные лицевые щитки.

Очки сварщика

Затемненные очки сварщика предохраняют глаза от яркого света и излучения, а также от сварочного шлака при проведении сварки, резки и сжигания. При работе с газовыми резаками или при газовой сварке, использование этих очков обязательно.

Сотрудники должны использовать защитные очки с фильтрующими стеклами, имеющими показатель затемнения, соответствующий виду выполняемых работ и обеспечивающий защиту от опасного светового излучения. Показатель защитного затемнения стекол определяется током дуги и видом проводимой пайки, резки или газовой сварки.

Если требуется использование затемнения с показателем, превышающим номер 8, необходимо использовать шлем сварщика с фильтрующим стеклом для того, чтобы предохранить кожу лица и глаза от ожогов. Запрещается надевать лицевой щиток поверх очков сварщика. Очки сварщика не предохраняют от брызг. Запрещается их использование вместо очков для защиты от воздействия химических веществ.

Шлем сварщика

Использование шлема сварщика требуется при проведении дуговой сварки, так как он обеспечивает защиту глаз и лица, а также защищает кожу лица от ожогов.

Фильтрующее стекло должно иметь показатель затемнения, обеспечивающий защиту от ожогов при проведении дуговой сварки. Показатель затемнения стекол изменяется от номера 8 до номера 14, в зависимости от типа сварки и тока дуги.

Рекомендуется использовать шлемы с откидывающимся вверх стеклом

Сварщики несут ответственность за техническое обслуживание, текущий ремонт и хранение своих шлемов.

Требования по хранению и уходу за защитными очками, лицевыми щитками и шлемами сварщиков

Защитные очки, шлемы сварщиков и лицевые щитки следует промыть мыльной водой, тщательно прополоскать и высушить, прежде чем положить их на хранение.

Для чистки стекол необходимо использовать мягкую или неабразивную ткань.

Закрытые защитные очки следует хранить в футлярах. Запрещается подвешивать очки за ремни.

Стекла в шлемах сварщиков необходимо заменять, если они сломаны или, если царапины и прожоги от сварки затрудняют работу.

Замена оборудования

Защитные очки необходимо заменять, если стекла потрескались, на них образовались вмятины, царапины или, если уплотнение очков стало хрупким и ломким. Очки также необходимо заменять, если повреждены боковые части очков или, если ремешки не удерживают очки в нужном положении. Лицевые щитки необходимо заменять, когда они покрываются царапинами, когда появляются трещины, а также, когда материал становится хрупким от времени. Шлемы сварщиков необходимо заменять при появлении трещин или признаков деформации, а также когда стекло держатель и/или внутренняя оснастка повреждены и/или не работают должным образом.

Средства защиты рук

Общие положения

Сотрудники должны использовать защитные перчатки во время проведения работ, при которых их руки подвержены воздействию опасных веществ, острых предметов, очень высоких или же очень низких температур.

Типы защитных перчаток

Выбираемый тип защитных перчаток должен максимально предохранять руки от опасных факторов, но при этом обеспечивать свободу движений для проведения работ. Сначала необходимо определить потенциально опасные факторы, характерные для проводимых работ, после чего выбрать соответствующий тип перчаток:

Перчатки с кожаными накладками

Перчатки с кожаными накладками на ладонях предохраняют руки от воздействия тепла, искр, острых и шероховатых предметов, а также обеспечивают некоторое смягчение при ударах. Работники, проводящие ремонтные работы, и стропальщики часто используют этот тип защитных перчаток. Перчатки с кожаными накладками на ладонях необходимо использовать при работе с грузовыми поддонами, деревянными конструкциями, проволокой, горячим оборудованием, сосудами для хранения образцов и/или бочками. Перчатки с кожаными накладками на ладонях обеспечивают минимальную защиту от углеводородов и иных жидкостей и поэтому не рекомендуются для использования при работе с данными веществами.

Непроницаемые перчатки (из неопрена, поливинилхлорида, нитрила)

а) непроницаемые перчатки необходимо использовать при работе с углеводородами и агрессивными химическими веществами, такими как кислоты и щелочи. Перчатки должны быть изготовлены из материала, устойчивого к воздействию используемого в работе вещества.

б) защитные краги, которые закрывают запястья и предплечья, необходимо использовать при возможном образовании брызг.

в) непроницаемые перчатки необходимо использовать при работе с загрязненными нефтепродуктами трубами, а также при продолжительной работе с предметами, загрязненными смазочными материалами.

Хлопчатобумажные перчатки

Хлопчатобумажные перчатки предохраняют руки от загрязнения и ссадин. Тем не менее, они не являются достаточно прочными, чтобы их можно было использовать при работе с шероховатыми или острыми предметами. Хлопчатобумажные перчатки, имеющие вкрапления резинообразного материала на ладонях и пальцах обеспечивают лучший захват.

Латексные перчатки

Тонкие перчатки из латекса общего назначения (хирургический тип) обеспечивают максимальную свободу действий, и при этом способны защитить от воздействия кислот и щелочей. Этот тип перчаток применяется при проведении легких видов работ для предотвращения попадания нефти, смазочных материалов и жидкости на кожу рук. Латексные перчатки служат недолго и используются при работах с низким уровнем риска.

Одноразовые перчатки

Одноразовые перчатки изготавливаются из тонкого пластика и используются в лаборатории для предотвращения попадания нефти и смазочных материалов на кожу рук.

Одноразовые перчатки также используются медицинским персоналом в поликлиниках и больнице. Перчатки данного типа используются только один раз.

Различные типы защитных перчаток

К таким перчаткам относятся защитные перчатки специального назначения, например, перчатки сварщиков, пожарных, электриков. Указанные ниже перчатки выдаются индивидуально:

а) Перчатки сварщиков изготовлены из обработанной кожи, которая обеспечивает защиту от высоких температур, искр от сварки, и горячего шлака.

б) Перчатки пожарных изготовлены из кожи и обшиты жароотталкивающим, неплавким текстильным материалом с ворсом.

в) Перчатки электриков используются для защиты от удара электрическим током, который может произойти в результате случайного контакта с электрооборудованием, находящимся под напряжением.

Перчатки электриков состоят из двух частей. Внутренняя часть изготовлена из резины, а внешняя из кожи.

1. Перчатки категории 0, типа 1 обеспечивают защиту до 1000 В.
2. Перчатки категории 4, типа 1 обеспечивают защиту до 36000 В.

Проверка состояния защитных перчаток

Непроницаемые перчатки необходимо проверять на наличие микроотверстий, надувая их. Если перчатки растрескались или порвались, их необходимо заменить.

Внутреннюю часть перчаток для электриков необходимо проверять на наличие микроотверстий, надувая их и затем опуская в мыльный раствор. Внешнюю часть перчаток необходимо визуально проверить на наличие трещин или дыр. Перчатки категории 4 должны ежегодно проверяться независимым ведомством.

Чистка и уход

Загрязненные непроницаемые перчатки можно мыть в горячем мыльном растворе. При мытье перчаток запрещается использовать растворители, за исключением случаев, когда известно, что перчатки устойчивы к воздействию данного материала. Для снижения воздействия пота внутренняя часть перчаток может быть покрыта талькообразным порошком. Если перчатки загрязнились или пропитались маслом настолько, что загрязнение попадает на кожу рабочего, то такие перчатки следует уничтожить.

Защитная одежда

Общие положения

Для предотвращения попадания кислотных, коррозирующих, нефтяных, загрязненных или пыльных материалов на тело, необходимо использовать соответствующую защитную одежду.

Непроницаемая защитная одежда

Непроницаемая одежда (например, водонепроницаемый или противокислотный костюм) обеспечивает защиту от брызг и должна использоваться во время проведения работ, при которых возможен контакт с кислотными или коррозирующими материалами или жидкими углеводородами. Непроницаемую защитную одежду требуется использовать при открытии линий, вскрытии оборудования, а также во время проведения работ, при которых возможно разбрызгивание коррозирующих или углеводородных материалов. Непроницаемую защитную одежду требуется использовать в условиях повышенной влажности, при проведении ремонтных работ, когда возможно воздействие коррозирующих материалов, а также при очистке резервуаров от жидкого материала. Порванная или поврежденная защитная одежда должна быть незамедлительно заменена на новую.

Одноразовые комбинезоны и костюмы

Одноразовые комбинезоны и костюмы предназначены для того, чтобы предохранять тело работника от пыли и сухих материалов. Они обеспечивают минимальную защиту от жидких и нефтесодержащих материалов.

Одноразовые комбинезоны должны использоваться во время проведения чистки, очистки резервуаров и работе с определенными сухими материалами.

Существуют также специальные одноразовые комбинезоны, обеспечивающие защиту от некорродирующих жидкостей.

Защитные фартуки

Защитные фартуки необходимо использовать для предотвращения попадания грязи и материалов на одежду рабочего во время разливания жидкостей, при работе с сухими материалами или при работе с грязным оборудованием. Непроницаемые защитные фартуки (из поливинилхлорида) обеспечивают защиту от брызг нефти, растворителей и смазочных материалов, а также от попадания сухих материалов.

Опознавательные жилеты

При проведении работ на проезжей части дорог или вдоль них рабочие должны использовать яркие опознавательные дорожные жилеты, изготовленные из сетчатой ткани. Такими жилетами могут также пользоваться наблюдатели, пожарные наблюдатели и ответственные за эвакуацию персонала, чтобы их можно было легко узнать.

Защитная обувь

Общие положения

При проведении работ на тех участках, где существует потенциальная опасность получения травмы ног от падающих и катящихся предметов сотрудники буровой организации должны носить защитную обувь со стальным носком. Участки и виды работ, требующие использования защитной обуви определяются руководителем объекта. Если использование защитной обуви не требуется, сотрудники буровой организации должны носить обувь, соответствующую условиям на рабочем месте.

Сотрудники подрядных организаций должны использовать защитную обувь, если во время выполняемой ими работы существует потенциальная опасность получения травмы ног.

От посетителей и представителей контролирующих органов не требуется ношение защитной обуви, если только их работа не связана с потенциальной опасностью, получить травму ног. Однако посетители должны носить обувь, соответствующую условиям объекта, который они посещают.

На объектах, базах, в складских помещениях и на внешних объектах запрещается ношение следующей обуви:

а) теннисные и тряпичные туфли

б) ботинки с глубоким протектором

в) ботинки и туфли с каучуковой, неровной, толстой или гладкой кожаной подошвой

г) туфли на высоком каблуке

д) сандалии и босоножки

е) обувь с тонкой или сильно изношенной подошвой.

Требования, предъявляемые к защитной обуви

Защитная обувь должна соответствовать требованиям казахстанских стандартов. Носки защитной обуви должны быть прочными на сжатие и обеспечивать сопротивление ударам. Подошвы защитной обуви должны обеспечивать сопротивление скольжению и быть стойкими к воздействию химических веществ.

Обувь, изготовленная из кожи экзотических животных, не может использоваться в качестве защитной обуви. Этот материал легко впитывает масла и химические вещества и не поддается эффективной чистке.

Право на получение защитной обуви

Защитная обувь будет выдаваться тем сотрудникам и подрядчикам, которые работают на участках, где ношение защитной обуви является обязательным. Офисные сотрудники, которые не работают постоянно в производственной зоне, защитной обувью не обеспечиваются.

Резиновые сапоги

Резиновые сапоги необходимо использовать, когда требуется предохранить ноги и обычную обувь от скопившейся воды, нефти, грязи, от грунта, вынутого при земляных работах. Резиновые сапоги служат для того, чтобы предохранить ноги и штанины от загрязнения и влаги.

Аварийные души и пункты для промывания глаз

Общие положения

На объектах, где при выполнении производственных операций работающие могут подвергнуться воздействию агрессивных веществ (кислоты, щелочи, едкие реагенты и т.д.), обязательно устройство аварийного душа, а также пунктов для промывания глаз.

Примечание: технологические объекты, где производство работ, связанных с использованием агрессивных веществ, носит не постоянный характер, должны обеспечиваться аварийными переносными душами.

Требования к аварийным душам и пунктам для промывания глаз

Для обеспечения единых условий эксплуатации, технического обслуживания и порядка приобретения аварийных душевых и пунктов для промывания глаз они должны быть единого типа (См. приложение «Стандартизированный список СИЗ и защитного оборудования»).

Аварийные души должны быть подсоединены к системе питьевого водоснабжения. Система водоснабжения должна быть такого диаметра, чтобы обеспечить 110 литров воды в минуту (30 галлонов в минуту) к разбрызгивающей головке, и 4 литра в минуту (1 галлон в минуту) к фонтанчику пункта для промывки глаз.

Аварийные души и пункты для промывания глаз следует располагать в местах свободного доступа и иметь опознавательные знаки (смотрите инструкцию «Знаки Безопасности и сигналы света»). Их следует располагать внутри производственных объектов, там, где это возможно, но не ближе 3 метров и не дальше 15 метров от потенциально опасного места получения воздействия агрессивной среды. Надземные линии водоснабжения или необогреваемые здания должны быть оснащены теплоизоляцией, для того чтобы не допустить их нагревания (летом) или замерзания (зимой).

Температура воды, подаваемой в аварийные души / пункты промыва глаз, должна быть примерно 24 ^{0} С (75 ^{o}F) но могут быть отклонения +/- 5,5 ^{0}С (10 ^{0}F).

Ответственность за исправное техническое состояние

Руководитель объекта или специально назначенное лицо, должны регулярно (по крайней мере, еженедельно) следить за исправным состоянием аварийного душа и пунктом для промывания глаз, обеспечивая своевременное техническое обслуживание или, при необходимости, их замену.

Требования к пересмотру инструкции

Менеджер по ТБ, как представитель Заказчика является владельцем данной инструкции и несет ответственность за внесение необходимых изменений.

Инструкция должна пересматриваться через каждые 5 лет для внесения необходимых изменений.

Таблица 14.6

№ п/п	Профессия, должность	Наименование	Срок, мес.
1	2	3	4
1	Бурильщик	Костюм брезентовый или костюм х/б с водоотталкивающей пропиткой	12
2	Пом.бурильщика	“	“
3	Дизелист	“	“
4	Слесарь	Сапоги кирзовые	“
5	Электромонтер	Рукавицы брезентовые. Зимой дополнительно- -куртка х/б утепленная, -брюки х/б утепленные, -валенки. Помбуру верховых работ - полушубок	0,5 30 30 36 деж.
6	Машинист	“	“
7	Оператор-коллектор	Костюм х/б, в/о рукавицы комбинированные сапоги резиновые Зимой дополнительно- костюм х/б утепленный валенки	18 2 18 30 36

8	Начальник буровой (мастер)	Костюм х/б, в/о сапоги кирзовые, рукавицы комбинированные, плащ непромокаемый Зимой дополнительно-костюм х/б утепленный, валенки	18 12 2 36

Примечания:

1.Рабочим, которым по нормам предусмотрена выдача костюма брезентового или х/б с водоотталкивающей пропиткой, в зависимости от производственных и климатических условий, могут выдаваться одновременно два костюма - брезентовый и х/б с в/о пропиткой сроком носки 24 месяца.

2. Рабочим, занятым на работах по бурению, освоению и ремонту скважин по добыче нефти и газа, которым по нормам предусмотрена выдача валенок в случае необходимости и по условиям работы могут выдаваться галоши на валенки со сроком носки 12 мес.

3. Рабочим, занятым на работах по бурению, освоению и ремонту скважин, при работе с буровыми растворами на УВ-основе, вместо костюма х/б с в/о пропиткой выдается костюм из лавсан-вискозной ткани с нефтемаслозащитной пропиткой на этот же срок носки.

4.Работникам всех профессий, занятых бурением и добычей нефти и газа, в летнее время может выдаваться костюм летний для нефтяников на сезон с увеличением срока носки костюма х/б или брезентового, предусмотренного указанным работникам по нормам, с 12 до 16 мес.

5.В зависимости от условий работы, администрация предприятия по согласованию с профсоюзной организацией и техническим инспектором труда устанавливает конкретные виды перечисленных средств индивидуальной защиты рабочим и служащим.

Таблица 14.7.

№ п/п	Наименование, тип, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.п. на изготовление	Потребное кол-во для вышко-монтажн. бригады	Потребное кол-во для буровой бригады	Потребное кол-во для бригады опробывания
1	2	3	4	5	6
1	Куртка х/б на утепленной подкладке	ГОСТ 17222-71 (ТН)	на каждую рабочий	на каждую рабочий	на каждую рабочий
2	Брюки х/б на утепленной подкладке	ГОСТ 18235-72 (ТН)	то же	то же	то же
3	Валенки	ГОСТ 18724-80	то же	то же	то же
4	Полушубок	ГОСТ 4432-71	то же	то же	то же
5	Костюм брезентовый	ГОСТ 124039-78	то же	то же	то же
6	Сапоги кирзовые	ГОСТ 5394-74 (3)	то же	то же	то же
7	Рукавицы	ГОСТ 124010-75	то же	то же	то же
8	Каска защитная	ОСТ 39-124-82	то же	то же	то же
9	Подшлемник под защитную каску	ТУ 17-08-149-81	то же	то же	то же
10	Каска противошумная ВЦНИИОТ-1А	ТУ 1-01-0201-79	то же	то же	то же

11	Полусапоги юфтевые на виброгасящей резиновой подошве	ТУ 17-11-39-20 (МВ)	то же	то же	то же
12	Рукавицы	ГОСТ 124010	то же	то же	то же
13	Респиратор фильтрующий «Лепесток»	ГОСТ 124028-76	то же	то же	то же
14	Противогаз марки В	ГОСТ 124121-83	то же	то же	то же
15	Изолирующий противогаз типа АСВ-2,		то же	то же	то же
16	Спецодежда		то же	то же	то же

14.5. Обустройство временных объектов при проведении работ

Проектом предусматривается обустройство временных объектов: вахтового поселка и промышленной зоны. Концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) и на территории близлежащего пункта ниже нормативных требований.

Вахтовый поселок. Проектом предусматривается обустройство вахтового поселка для 30 человек, на территории работ. Организация поселка будет осуществляться на основе международных требований и руководств МАГП и требованиям законодательства Республики Казахстан.

Территория лагеря будет оснащена жилыми помещениями, соответствующими ожидаемым условиям окружающей среды, емкостями для питьевой воды, помещениями и средствами связи, средствами подачи электроэнергии, ремонтными мастерскими, автостоянкой.

1. Обеспечение. Организация питания - трехразовое. Продукты будут доставляться из г. Кызылорды. Количество персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 30 человек.
2. Электроснабжение вахтового поселка. Вблизи вахтового поселка отсутствует государственная сеть электрокоммуникаций. Система энергоснабжения состоит из дизельных генераторов мощностью 100 кВт.
3. Транспортные средства. Проектом предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала.

   Перечень используемых видов транспорта состоит из следующих видов автотехники:

Промышленная зона. На территории промышленной зоны (площадки буровой) проектом запланировано обустройство следующих объектов:

Агрегат Цементировочный– 1 ед.

Цементовоз– 4 ед.

Манипулятор с центробежным насосом на шасси – 1 ед.

Автокран 50 тн– 1 ед.

Агрегат цементировочный на базе КРАЗ– 1 ед.

Вахтовка на базе УРАЛ– 1 ед.

Буровой установки

Склада ГСМ для дизтоплива;

Емкостей для технической воды;

Блоков для приготовления бурового раствора;

Блоков для отстаивания буровых сточных вод;

Площадки ремонтной мастерской;

Насоса перекачки топлива;

Насосной установки буровой;

Пожарного устройства;
Платформ и площадок промышленной зоны.

Для санитарно-бытового обеспечения производственной деятельности и отдыха персонала бригады, других работников, участвующих в процессе строительства скважины по действующим СНИП, проектом предусматривается:

- Устройство вахтового поселка по расчетной численности мест жилья, отдыха, душевой, шкафами для хранения спецодежды, умывальниками, туалетами, закрытой системой канализации;
- Устройство емкости для хранения пресной воды с герметичным люком и устройством для отбора проб воды, а также кипятильников (типа "Титан”) для круглосуточного обеспечения кипяченой водой;
- Устройство склада для продуктов с холодильниками;
- Устройство мест для сбора, утилизации отходов, мусора на удалении не менее 30 м от мест проживания;
- Обеспечение сменными спальными принадлежностями;
- Обеспечение инвентарем для отдыха (телевизор, настольные игры, спортивный инвентарь);
- Обеспечение системами кондиционирования (вентиляции) и обогрева жилых и производственных помещений;

14.6. Средства контроля воздушной среды

В процессе вскрытия продуктивного горизонта предусматривается контроль воздушной среды переносными газоанализаторами (типа АМ-5, МУЛЬТИВАРН, РИКЕН-КЕЙКИ - не менее 2 к-тов) при обнаружении признаков ГНВП (поступление пластового флюида в скважину).

Порядок контроля определяется “Отраслевой инструкцией по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности” (РД 08-45-94). Для контроля иметь на объекте не менее 2 переносных газоанализаторов.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) углеводородных газов в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м3, окиси углерода - 20 мг/м3. При превышении ПДК весь персонал обязан применять СИЗ ОД (фильтрующие противогазы).

Предусматривается также контроль газопоказаний бурового раствора методами ГИС.

Таблица 14.7

Средства контроля воздушной среды

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Сигнализатор 812 AFB, стационарный с 8-канальными платами с 3-я лампочками и 3-мя сиренами. Включает 8 датчиков и электропроводку (система подает визуальный звуковой сигнал на пост	Комплект	Сито, выкидная линия, направляющий патрубок, пол буровой, отстойник, штуцерный манифольд

2	Газоопределитель LTX 412 переносной со сменными перезаряжаемыми батарейками и зарядным устройством батарей.	3	БУ
3	Газоанализатор универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или его аналог.	1	БУ
4	Индикатор ФЛП-2,1 переносной	1	БУ

Примечание: Допускается замена приборов контроля воздушной среды зарубежными или отечественными аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

14.8. Мероприятия по промышленной санитарии

Производственные помещения должны выполняться в соответствии с санитарными нормами проектирования промышленных предприятий. Согласно Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» Приложение 4 к приказу Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требований к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года № 236

Производственные помещения должны иметь:

- удобные и безопасные входы и выходы;
- твердый, ровный пол, удобный для очистки и ремонта;
- размещение оборудования, позволяющее производить беспрепятственный и безопасный осмотр, обслуживание, ремонт, монтаж и демонтаж;
- устройства для естественного освещения и проветривания;
- искусственное освещение по нормам.

При бурении скважины предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество технического персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 30 человек (в одну смену - 15 человек).

Основные строительные требования к помещениям для обслуживания работающих принимаются в проектах в соответствии с СНиП, а санитарно-гигиенические требования и отдельные строительные требования специального характера - по санитарным нормам проектирования производственных объектов.

Состав санитарно-бытовых помещений определяется в соответствии с группой производственных процессов по классификации, в составе которой заложены признаки загрязнения тела и спецодежды Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» Утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237.

При отсутствии на буровой вахтового комплекса, вне буровой на безопасном расстоянии (высота вышки + 10 м) размещается вагон бурового мастера, культбудка - помещение для обогрева и отдыха персонала, устройство кипячения воды, аптечка с набором медикаментов и материалов для оказания первой доврачебной помощи, комната для приема пищи, туалетная комната, комната для переодевания, хранения и сушки спецодежды. Сам вахтовый комплекс находится на расстоянии не менее 1000 м от буровой установки. В его состав входит: 11 жилых вагонов для персонала общей вместимостью 40 человек, душевая/прашечная, туалет. Для 1 рабочей смены (15 человек) - 5 душевых сеток, 5 умывальника согласно, продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 20 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека - 2 отделения.

Уборные и места утилизации жидких и твердых отходов размещаются на расстоянии не менее 30 м от помещений в емкостях.

Все санитарно-бытовые помещения должны иметь отопление и освещение, содержаться в чистоте, проветриваться, периодически дезинфицироваться.

1. Водоснабжение.

Питьевая вода бутилированная.

2. Вентиляция.

а) Вагончики оборудуются системой кондиционирования воздуха - кондиционерами из проекта, что площадь вагончика 14м^2. Вагон мастера приспособлен для жилья, укомплектован компьютером.

3. Отопление.

Таблица 14.9

Санитарно-бытовые помещения

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт
1	2	3
1	Вагон-домик буровых мастеров	1
2	Сушилка	1
3	Столовая (вагончик не менее15м^2)	1
4	Душевая-прашечная	1
5	Вагон-склад	2
6	Жилой вагон-домик для вахты, тампонажников, геофизиков	11
7	Вагоны для Заказчиков (2 местный и 1местный)	2
8	Вагончик для оказания экстренной помощи/ хранения	1
	Итого	20

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

Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

Вентиляция, отопление и кондиционирование воздуха производственных зданий и сооружений (включая помещения пультов управления, кабины крановщиков и др. изолированные помещения) проектируется из расчета обеспечения в рабочей зоне (на постоянных и непостоянных рабочих местах) во время проведения основных и ремонтновспомогательных работ метеорологических условий и содержания вредных веществ в воздухе.

При естественной или механической вентиляции в производственных помещениях обеспечивается подача наружного воздуха на одного работающего в соответствии с табл.15.17.

Таблица 14.10

Минимальный расход наружного воздуха

Помещение с естественным проветриванием	Без естественного проветривания			Приточные системы
		Расход		
расход в м^3/ч на человек	м^3/ч на человек	об/ч	% общего воздухообмена, не более	

30" 20**	60	1	-	Без рециркуляции или с рециркуляцией при кратности воздухообмена 10 обменов в час и менее
	60	-	20	с рециркуляцией
	90	-	15	при кратности
	120	-	10	общего воздухо-обмена менее 10 обменов в час

Примечание:

1.При объеме помещения (участка, зоны) на 1 чел. менее 20 м3

2.При объеме помещения (участка, зоны) на 1 чел. 20 м3 и более.

Под помещением «без естественного проветривания» следует понимать помещение без открываемых окон и проемов в наружных стенах или помещение с открываемыми окнами и проемами площадью менее 20% общей площади окон, а также зоны помещений с открывающимися окнами, расположенными на расстоянии, превышающем пятикратную высоту помещений.

Концентрация вредных веществ в воздухе, поступающем внутрь зданий и сооружений через приемные отверстия систем вентиляции и кондиционирования воздуха и через проемы для естественной приточной вентиляции, не должна превышать 30% предельно допустимых для воздуха рабочей зоны.

Нагревательные приборы в производственных помещениях с пылевыделениями надлежит предусматривать с гладкими поверхностями, допускающими легкую очистку. Применение лучистого отопления с инфракрасными газовыми излучениями допускается предусматривать только с удалением продуктов сгорания непосредственно от газовых горелок наружу.

В системах водяного отопления со встроенными в строительные конструкции нагревательными элементами и стояками (системы панельного и панельно-лучистого отопления) средняя температура на обогреваемой поверхности не должна превышать (градусов Цельсия):

- для полов с постоянными рабочими местами - 26 градусов Цельсия
- для полов с временным пребыванием людей - 3 градусов Цельсия
- для потолков при высоте помещения от 2,5 до 2,8 м- 28 градусов Цельсия
- для потолков при высоте помещения от 2,8 до 3,0 м-30 градусов Цельсия
- для потолков при высоте помещения от 3,0 до 3,5 м-33 градусов Цельсия
- для потолков при высоте помещения от 3,5 до 4,0 м-36 градусов Цельсия
- для потолков при высоте помещения от 4,0 до 6,0 м-38 градусов Цельсия

Примечание: в системах отопления с низкотемпературными источниками тепла радиационное напряжения на рабочих местах при высоте 1,5-2,0 м от пола не должно превышать 35 Вт/м2 (27 ккал/м2ч). Очистка от пыли наружного и рециркулируемого воздух, подаваемого в помещения, должно быть предусмотрена:

- в системах кондиционирования;
- в системах воздушного душирования;
- в системах, подающих воздух непосредственно в зону дыхания работающих (в шлемы, маски, щитки, защищающие голову или лицо, и др.);
- в вентиляционных системах при специальном обосновании, в частности, когда

запыленность наружного и рециркуляционного воздуха превышает 30% допустимых концентраций пыли или когда это требуется по технологическим требованиям.

Системы кондиционирования, предназначенные для круглогодичной и круглосуточной работы в помещениях, а также для помещений без естественного проветривания, следует проектировать с резервным кондиционером, обеспечивающим не менее 50% требуемого воздухообмена и заданную температуру в холодный период года.

Воздушное и воздушно-тепловые завесы следует рассчитывать так, чтобы на время открывания ворот, дверей и технологических проемов температура смеси воздуха, поступающего в помещение, была не ниже:

- 14 ^{0}С при легкой физической работе;
- 12 ^{0}С при работе средней тяжести;
- 8 ^{0}С при тяжелой работе.

При отсутствии рабочих мест вблизи ворот (на расстоянии до 6 м), дверей и технологических проемов допускается понижение температуры воздуха этой зоне при их открывании до 5 ^{0}С, если это не противоречит технологическим требованиям.

Аварийную вентиляцию в производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление в воздух рабочей зоны больших количеств вредных или пожароопасных веществ, предусматривается в соответствии с нормами технологического проектирования и требованиями ведомственных нормативных документов, утвержденных в установленным порядке. Аварийную вентиляцию следует ставить, руководствуясь требованиями главы СНиП по проектированию отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, а также другими утвержденными нормативными документами.

Включение аварийной вентиляции и открывание проемов для удаления воздуха следует проектировать дистанционным из доступных мест как изнутри, так и снаружи помещений.

Предусматриваются специальные помещение мастерских, оборудованных для ремонта, наладки и контроля систем отопления, вентиляции, кондиционирования и установок очистки вентиляционных выбросов.

Таблица 14.11

Классификация производственных процессов

Группа производственных процессов	Санитарная характеристика производственных процессов (признаки загрязнения тела и спецодежды)	Расчетное количество человек на:		Тип гардеробных количество отделений (открытых или в шкафу) на 1 человека	Специальная обработка спецодежды
		1 душевую сетку	1 кран		
1	2	3	4	5	6
1	Процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды веществами 3 и 4 классов опасности:				
1а	Вызывающие загрязнение только рук	25	7	общие, 1 отделение	

Группа производственных процессов	Санитарная характеристика производственных процессов (признаки загрязнения тела и спецодежды)	Расчетное количество человек на:		Тип гардеробных количество отделений (открытых или в шкафу) на 1 человека	Специальная обработка спецодежды
		1 душевую сетку	1 кран		
1	2	3	4	5	6
1б	Вызывающие загрязнение тела и спецодежды, удаляемое без применения специальных моющих средств	15	10	общие, 1 отделение	
1 в	Вызывающие загрязнение тела и спецодежды особо загрязняющими веществами, удаляемых с применением моющих средств	3	20	раздельные, 2 отделения	химчистка спецодежды
2	Процессы, протекающие при избытке явного тепла или неблагоприятных метеорологических условиях (выходящих за пределы санитарных норм):				
2а	При избытке явного конвекционного тепла	7	20	раздельные, 2 отделения	помещения для охлаждения
2б	При избытке явного лучистого тепла	3	20	раздельные, 2 отделения	помещения для охлаждения, полу-души
2в	Связанные с воздействием влаги, вызывающие намокание спецодежды и обуви	5	20	раздельные, 2 отделения	сушка спецодежды и обуви
2г	При температуре воздуха $+10^0$ С и ниже, включая работы на открытом воздухе	5	20	раздельные, 2 отделения	помещения для обогревания, сушка спец-одежды и обуви
3	Процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды веществами I и II классов опасности, а также веществами, обладающими стойками запахами:				

Группа производственных процессов	Санитарная характеристика производственных процессов (признаки загрязнения тела и спецодежды)	Расчетное количество человек на:		Тип гардеробных количество отделений (открытых или в шкафу) на 1 человека	Специальная обработка спецодежды
		1 душевую сетку	1 кран		
1	2	3	4	5	6
3а	Вызывающие загрязнение, как правило, только рук	7	10	общие, 2 отделения	химчистка
3б	Вызывающие загрязнение тела и спецодежды	3	10	раздельные, 2 отделения	обезвреживание (в необходимых случаях, дезодорация, искусственная вентиляция местохранения спецодежды) должны устанавливаться в ведомственных нормах
4	При производственных процессах с особыми санитарными или технологическими требованиями к качеству продукции, требованиями к организации хранения спецодежды, а также к обработке				

Примечание:
1. При сочетании признаков различных групп производственных процессов тип гардеробных, душевые устройства и умывальники должны предусматриваться по группе с наиболее высокими требованиями, а спецбытовые и устройства - по суммарным требованиям.
2. При процессах группы 1а душевые допускается при соответствующем обосновании не предусматривать.
3. При любых процессах вызывающих запыление спецодежды и обуви, должны предусматриваться помещения и устройства для их обеспыливания.
4. В мобильных зданиях из блок- контейнеров допускается уменьшать расчетное количество душевых сеток до 60%.

14.9. Противопожарное оборудование и мероприятия

–

Планировка производственной площади должна обеспечить сток технологической жидкости от устья скважины, очистных устройств. Под силовым блоком и в насосном блоке предусматривается сбор и отвод отходов ГСМ. Бетонирование площадок предусматривается под основанием вышки насосами и их приводами дизельными эл/станциями. Для сбора пластового флюида при бурении испытании или ГНВП устанавливаются накопительные емкости в конце выкидных линий с ограждением (обозначением). Вокруг блоков хранения ГСМ устраивается обвалование соответственно объему хранения с установкой знаков пожарной опасности. Для пожарного водоснабжения используется напорная емкость объемом не менее 50 м3. На линиях подачи воды устраиваются 2 пожарных стояка с пожарными рукавами длиной по 20 м, вблизи вышечно-силового блока и насосного блока. На объекте устанавливаются 3 щита с противопожарным инвентарем в вахтовом комплексе (культбудке). Места установки должны иметь свободный доступ.

Комплектность первичных средств пожаротушения на щите устанавливается БПП РК-93 и должна быть следующей:

Таблица 14.12

Комплектность первичных средств пожаротушения на щите

№№ пп	Наименование инвентаря	Количество
1	2	3
1	Щит, изготовленный согласно ГОСТ	1
2	Огнетушитель порошковый ОП-8(3)-АВСЕ	10
3	Углекислотный огнетушитель	10
4	Огнетушитель углекислотный ОУ-3-34В-(01)У2	3
5	Огнетушитель порошковый (100 л) и комбинированный (100 л) - для склада ГСМ	2
6	Рукава пожарные брезентовые	6
7	Полотно из негорючей ткани, войлок 2х2 м	5
8	Ломы	2
9	Багры	5
10	Лопаты совковые	2
11	Пожарные шланги с соплами	10
12	Ведра	6
13	Ящик с песком 1 м3	1
14	Пожарная бочка 0.2м3	1
15	Топоры	2
16	Пожарная сирена	1
17	Предупредительные указатели	10

В насосном блоке должен находиться переносной огнетушитель. При выполнении огневых и сварочных работ на объекте в обязательном порядке должны выполняться требования “Инструкции по газоопасным работам”, отраслевых инструкций РД 08-02-94, РД-08-08-94.

При выполнении всех видов работ на объекте должны выполняться следующие основные мероприятия по противопожарной безопасности:

- запрещение курения и разведения открытого огня в производственных помещениях, под основанием буровой;
- отведение для курения специально оборудованных мест вне буровой;

– наличие на объекте “Табеля боевого расчета” и тренировки вахт, инструктаж по ППБ; запрещение использования пожарного оборудования, инвентаря для всех работ, кроме прямого назначения.

РАЗДЕЛ IV.
ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

1. ТРАНСПОРТИРОВКА ГРУЗОВ И ВАХТ.

Таблица 1.1

Схема транспортировки грузов. Условия транспортировки вахт.

Наименование грузов	Маршрут		Вид транспорта
	от	до	
1. Буровое оборудование	база Бурового подрядчика или буровая	буровая	авто и трактора
2. Бурильные трубы и УБТ	база Бурового подрядчика	буровая	авто
3. ГСМ	нефтебаза	буровая	авто
4. Карьерные материалы	карьер	буровая	авто
5. Материалы и запчасти, долота	база МТС	буровая	авто
6. Все остальные материалы	база МТС	буровая	авто
7. Материалы, перевозимые обслуживающимавтоспецтранспортом	база МТС	буровая	авто
8. Тампонажные агрегаты	тампонажная база	буровая	
9. Топографо-геодезическая бригада	база	буровая	авто
10. Агрегаты и механизмы, применяемые при подготовительных и строительно-монтажных работах	база	буровая	
11. Геофизическое оборудование и дефектоскопическая лаборатория	база ГИС	буровая	
12. Оборудование при освоении	база подрядчика	буровая	авто- и трактора

Таблица 1.2

Условия транспортировки вахт

Пункты		Расстояние, км	Вид транспорта	Периодичность смены вахт
отправления	назначения			
Кызылорда	Буровая	140 км	автотранспорт	14/14

2. ВОДОСНАБЖЕНИЕ БУРОВОЙ

Таблица 2.1

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.
Техническая вода	Водозаборная скважина	Рядом с основной скважиной	
Питьевая вода: 1. для котельной и хозбытовых нужд;	Артезианская скважина	50	А/цистерна
2. Для питьевых целей	Кызылорда	140	Бутилированная по спецификации подрядчика

Водоотведение. Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой. По мере его наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться вакуумными автоцистернами по договору.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации.

3. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И СВЯЗЬ.

Энергоснабжение буровой – дизель-электростанции

Таблица 3. 1.

Расход ГСМ на строительство скважины

Наименование работ и объекта потребления топлива	Топливо(тн)			
	на период СМР и подготовки	на период бурения	на период испытания	На период демонтажа и рекультивационных работ
Всего 212,1	197,6	14,3	0,2	

Для хранения ГСМ сооружается склад из емкостей.

РАЗДЕЛ V .
Охрана окружающей природной среды

Раздел «Охрана окружающей среды » разработан в соответствии со следующими нормативными документами:

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

2. Инструкция по организации и проведению экологической оценки Утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

1. 1. Общие природоохранные требования.

Предотвращение загрязнения территории и водоемов, пресных подземных вод и продуктивных горизонтов от обводнения, перетоков и открытых выбросов, соблюдение требований действующих Законодательств о земле, воде, лесах, недрах (охране окружающей среды) намечается обеспечить следующими мерами:

1.1.1. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории: вокруг площадки будут сделаны ограждения.

1.1.2. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

1.1.3. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

1.1.4. Планировка площадки буровой осуществляется с уклоном, направленным в сторону, противоположную береговой линии водоема, оврага.

1.1.5. При водоснабжении буровой от водяных скважин, пробуренных на площадке возле скважины, предусматривается их ликвидация после окончания строительства скважин или передача местным хозяйствам.

1.1.6. Сыпучие материалы и химические реагенты должны храниться в закрытых помещениях или в контейнерах на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли и снабженных навесом.

1.1.7. Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

1.1.8. Дозировку химических реагентов производить только в специально оборудованных местах, исключающих попадание их в почву и водные объекты.

1.1.9. Направление, кондуктор, эксплуатационная колонны цементируются на всю длину с целью предотвращения возможного загрязнения пресных вод.

1.1.10. Твердые отходы (если их нельзя будет использовать при строительстве дорог, площадок из-за высокой токсичности) вывозятся.

1.1.11. Сбор технологических отходов производится в металлические емкости

1.1.12. Технологические отходы(жидкие) вывозятся на полигон для захоронения или используются на других скважинах.

1.1.13. Под буровые на определенный срок отводится 1 га, что оформляется решением районной администрации. По окончанию работ производится сдача участка землепользователю при участии представителя областного Кызылординского департамента экологии

2.ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ И СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.

Комплекс природоохранных мероприятий включает:

- снятие плодородного слоя с территории буровой, перемещение его и складирование, исключающее загрязнение (проводится до начала планировки под буровую);
- обваловка участка буровой и склада ГСМ со стороны возможных оврагов и балок;
- гидроизоляция участка склада ГСМ;

- устройство ловушек и стоков со средствами откачки под вышечным и дизельным блоком, в насосном блоке и других местах;
- предупреждение потерь ГСМ с устройством ловушек по месту хранения и слива и по линии подачи ГСМ к дизелям;

2.1. Мероприятия, выполняемые в процессе бурения и крепления.

Следующие природоохранные мероприятия выполняются постоянно в процессе проводки скважин:

- в процессе бурения следует ограничить расход воды до технически обоснованных пределов и проводить повторное ее использование на технические нужды по замкнутому циклу;
- с целью изоляции пресных подземных вод от загрязнения некондиционными водами, промывочной жидкостью кондуктор, техническая колонна и эксплуатационная колонна цементируются до устья, и все операции по приготовлению и закачке цементного раствора имеют замкнутый цикл, что обеспечивает предотвращение загрязнения окружающей среды цементным раствором;
- для исключения попадания промывочной жидкости в грунт циркуляция ее осуществляется по замкнутому циклу (скважина - циркуляционная система - приемные емкости - нагнетательная линия - скважина);
- обеспечивается применение нетоксичных химических реагентов.

2.2. Утилизация отходов бурения

Компания, ответственная за буровые растворы, должна иметь лицензию на применение буровых растворов с использованием технологических материалов.

Для осаждения и отверждения применяются:

- коагулянт - сернокислый алюминий 5,0-10 кг/м^3,
- отвердитель - цемент 4-6 %.

Возможно применение других компонентов для отверждения по усмотрению Заказчика.

3. ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

Источниками постоянных выбросов в атмосферу являются дизеля буровых установок.

Для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами дизелей необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания на соответствие ГОСТ и систематически регулировать аппаратуру.

Должен осуществляться контроль за соблюдением нормативов НДВ и ПДК. Расчеты выбросов приведены в ОВОС к Техническому проекту.

Установлена также плата за выбросы по нормативам, согласно решения областного акимата.

Необходимо провести производственный экологический мониторинг.

4. ТЕХНИЧЕСКАЯ 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 вывести 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;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;

Таблица 4.1

Объём работ по технической рекультивации на 1 скважине

№№ п/п	Наименование и характеристика работ	Количество
1.	Транспортировка механизмов на участок работ	
2.	Разбивка бетона после демонтажа бурового оборудования	25 $м^3$
3.	Вывоз металлолома	в объеме согласно ОВОС, и уточняется при ликвидации
4.	Снятие загрязненного грунта и сбор мусора	
5.	Механизированная планировка выравниванием нарушенной площади	3600$м^2$
6.	Нанесение плодородной почвы	360 $м^3$
7.	Планировка участка после нанесения плодородного слоя почвы (механизированным способом)	3600 $м^2$
8.	Вспашка дороги к буровой	

Примечание:

1. Балл бонитета отводимой земли: до 10.
2. В связи с временным занятием земель под буровую производится возмещение ущерба землепользователю, исходя из бонитета почвы, продолжительности цикла строительства скважины и норматива годовых убытков по Постановлению Кабинета Министров РК N 978 от 30. 09. 1993г. из расчета – 1,7 га.

5. ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН.

После завершения работ по бурению скважины, в случае невозможности дальнейшего использования проектируемой скважины, производится её ликвидация. Вновь устанавливается на устье буровой агрегат.

Ликвидация скважины производится в соответствии с согласованным с компетентными организациями и утвержденным типовым проектом изоляционно-ликвидационных работ.

Все работы производятся при соблюдении действующих правил техники безопасности, пожарной безопасности и других правил.

Мероприятия по безопасной консервации и ликвидации скважин

В процессе работ по ликвидации скважины должны соблюдаться меры по экологической и промышленной безопасности в соответствии с требованиями Правил и Инструкций на всех этапах проводимых операций.

Мероприятия обеспечиваются за счет:

-выполнения требований проекта «Основные требования и мероприятия по технике безопасности, промсанитарии, пожарной и противофонтанной безопасности».

-соблюдения мер безопасности при обработке буровых растворов химреагентами;

-поддержания параметров бурового раствора, специальных жидкостей в соответствии с величинами, регламентированными проектом на строительство скважины, правилами и инструкциями;

-перед проведением технологических операций по ликвидации (консервации) скважина должна быть заглушена, т.е. заполнена буровым раствором (или другой жидкостью) с плотностью, обеспечивающей превышение давления гидростатического столба над пластовым;

-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;

-обеспечения постоянного контроля, за всеми технологическими процессами применяя станцию ГТК и другие контрольно-измерительные приборы;

-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 противовыбросовогооборудования;

-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 строительство скважины разработаны также мероприятия по охране окружающей среды, при этом требования экологической безопасности и охраны жизни и здоровья людей являются приоритетными.

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

-качественное цементирование обсадных колонн и качественное цементирование при установке цементных мостов;

-установка изоляционных цементных мостов в соответствии с конкретными горно-геологическими и техническими особенностями;

-конструкция скважины, обеспечивающая надежную изоляцию проницаемых пластов и перекрытие интервалов осложнений ствола;

-надежная герметизация трубного и затрубного пространства и недопущение различных проявлений пластового флюида на поверхность;

-недопущение грифонообразования и аварийных ситуаций, связанных с межколонными перетоками;

-предупреждение загрязнений и ликвидация мест загрязнения нефтепродуктами на отведенном земельном участке;

-оборудование устья ликвидируемой скважины в соответствии с проектными решениями;

- вывоз пластового флюида полученного при освоении скважины в специально отведенные места;

-осуществление работ только в пределах отведенного земельного участка;

- хранение химических реагентов, ГСМ, сыпучих материалов в специальной таре и в закрытых складских помещениях с твердым покрытием и защищенных обвалованием. По завершении работ на скважине остатки должны быть вывезены;

-компонентный состав буровых и цементных растворов предусмотренных проектом исключает применение токсичных материалов;

- предотвращение сброса отходов бурения, канализационных и загрязненных стоков в водоемы общего пользования и подземные водоносные горизонты или в места вне специальных сооружений;

- осуществление сбора отходов бурения (шлам, отработанный буровой раствор, сточные воды) в специальном шламовом амбаре-накопителе;

-после завершения работ по демонтажа и вывоза бурового и вспомогательного оборудования производство работ по ликвидации инженерной системы сбора и захоронения отходов бурения, разбивке и удалению бетонных покрытий и фундаментов;

-выполнение работ по ликвидации земляных амбаров-накопителей, освобождение рекультивируемой поверхности от бетонного мусора, вывоз его или захоронение в шламовом амбаре;

- создание экранирующего слоя над местами захоронения отходов бурения;

-осуществление перевозок по отведенным дорогам и подъездам к буровой, которые должны быть рекультивированы после завершения строительства скважины.

6. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ.

Силами технических служб осуществляется контроль за выполнением в полном объеме технико-технологических проектных решений по охране окружающей среды, кроме этого, осуществляется постоянный контроль за эксплуатацией и нормальным функционированием технических средств по охране природы.

В процессе строительства скважин должен проводиться мониторинг по всем средам в районе строительства проектируемых скважин.

Из приборов контроля на буровой используются газоанализаторы. Устанавливается порядок контроля за их технической исправностью, учет работы, своевременность испытаний и поверок.

7. РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

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

Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

7.1. Замеры радиоактивности производятся регулярно как на буровой, так и в ближайших населенных пунктах.

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

7.3. В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, превышает уровень концентраций, предусмотренных основными санитарными правилами работы с радиоактивными веществами ОСП - 72/87, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

7.4. При производстве 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.

7.5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час (пункт 1. 12 ОСП - 72/87), рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями ОСП 72/87 с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства работ с радиоактивными веществами соответствующего класса.

РАЗДЕЛ VI.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

6.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМСАНИТАРИИ И ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1.1 Основные требования по технике безопасности

1. Производство работ по бурению скважин осуществляется в соответствии с Едиными правила по рациональному и комплексному использованию недр утверждены приказом Министра энергии РК от 15 июня 2018 года №239.

2. При выполнении работ, не регламентированных «Правилами безопасности» (строительно-монтажные, погрузочно-разгрузочные, электрогазосварочные работы, перевозка и перемещение грузов, работы с вредными веществами, источниками ионизирующих излучений, ликвидации открытых фонтанов и др.), предприятия и организации должны руководствоваться иными нормативными документами, утвержденными в установленном порядке министерствами (ведомствами) в соответствии с их компетенцией.

3. Предприятие несет ответственность за невыполнение требований промышленной безопасности объекта на всех стадиях жизненного цикла объекта (строительство, эксплуатация, консервация и ликвидация).

4. Порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ («Организация обучения по безопасности труда. Общие положения»).

5. Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с техническим проектом на бурение скважин. Технические проекты на бурение скважин составляются проектной организацией, имеющей лицензию на выполнение соответствующих работ. Технические проекты на бурение скважин составляются в соответствии с требованиями, изложенными в нормативно-технической документации на бурение скважин, утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов. Не допускается проведение работ по бурению скважин без утвержденного технического проекта. Не допускается проведение работ по бурению скважин без утвержденного технического проекта.

6. Буровая установка до начала бурения укомплектовывается долотами, бурильными трубами, обсадными трубами под кондуктор и первой промежуточной колонной (если до ее спуска менее 30 суток), приспособлениями малой механизации, набором ручного инструмента, КИПиА, блокирующими и предохранительными устройствами, ловильным инструментом, противопожарным инвентарем, аварийной сигнализацией, переговорными устройствами, средствами защиты, а также запасом быстроизнашивающихся деталей и узлов, материалов и химических реагентов для приготовления бурового раствора под кондуктор и первую промежуточную колонну. Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2 кратный объем скважины.

7. Буровая организация должна иметь в наличии проект на строительство скважины, геолого-технический наряд на производство буровых работ, основную техническую документацию на буровое оборудование, акты испытаний проведенных после окончания монтажных работ вышки согласно инструкции завода-изготовителя, эскиз компоновки низа бурильной колонны, схему монтажа бурового оборудования, схемы коммуникаций, электросетей и заземляющих устройств. Готовность к пуску оформляется актом ввода в эксплуатацию буровой установки по форме согласно приложению 2 к Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (от 30 декабря 2014 года №355).

8. Бурение скважины может быть начато при законченной монтажом буровой установке и приемке ее комиссией, назначенной приказом по предприятию. В работе комиссии принимает

участие представитель территориального подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности. Сообщение о дате работы комиссии направляется в территориальный уполномоченный орган в области промышленной безопасности за 5 календарных дней до начала работы комиссии. В случае неявки представителя территориального подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности, комиссия осуществляет приемку буровой установки без его участия.

9. До начала бурения проводится пусковая конференция с участием всего состава БУ.

На буровой установке ведутся журналы:
1) вахтовый;
2) геологический;
3) параметров бурового раствора;
4) учета долива при спуско-подъемных операциях (далее - СПО) и расходов химических реагентов;
5) учета моточасов работы дизелей;
6) измерения бурильной колонны;
7) отработки долот;
8) наработки талевого каната;
9) учета потребления технической воды и буровых промышленных стоков;
10) контроля воздушной среды.

Допускается ведение журналов по подпунктам 5); 6); 7); 8); 9) в электронном формате.
10. В процессе бурения контролируются параметры:
1) вес на крюке с регистрацией на диаграмме;
2) соответствие бурового раствора геолого-техническому наряду;
3) расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;
4) давление в манифольде буровых насосов;
5) уровень раствора в приемных емкостях при бурении и на устье скважины при простое и СПО;
6) крутящий момент на роторе;
7) показания концентрации газов в буровом растворе.

6.1.2 Основные требования пожарной безопасности

1. Не допускается замазученность производственной территории, помещений и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусором и отходами производства.

2. Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки, промывочный раствор разрешается только паром или горячей водой. Не загромождать подходы к установкам и средствам пожаротушения.

3. В рабочих зонах, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, должен быть организован постоянный контроль воздуха. В этих помещениях должны быть установлены стационарные сигнализаторы, сблокированные со звуковой и световой сигнализацией и аварийной вентиляцией. При пребывании персонала внутри помещения принудительная вентиляция должна работать непрерывно.

4. Огневые работы необходимо выполнять в соответствии с «Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на промышленных объектах» и «Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах».

5. При газосварочных работах необходимо принимать меры, исключающие возможность попадания масла, нефти и нефтепродуктов на кислородные баллоны, шланги, горелки, ацетиленовый генератор.

6. БУ должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормативами.

7. Электрическое освещение взрывоопасных помещений и наружных установок должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении. В производственных и служебных помещениях, на рабочих площадках должно быть предусмотрено аварийное освещение, обеспечивающее освещенность не менее 10% установленных норм для данного помещения.

8. Помещения и открытые пространства по классу взрывоопасности должны соответствовать требованиям, представленным в таблице 6.1.1.

Классификация помещений и открытого пространства объекта по классу взрывоопасности согласно требованиям ПУЭ (п.2.4.1 ПБНГП-95).

Класс взрывоопасности Таблица 6.1.1

№ пп	Помещения и пространства	Класс
1	**2**	**3**
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 0 (В-1)
2	Открытые пространства радиусом 1,5м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважин, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы.	Зона 0 (В-1)
3	Пространство внутри открытых и закрытых технических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества.	Зона 0 (В-1)
4	Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.	Зона 0 (В-1)
5	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 1 (В-1а)

6	Открытые пространства: - радиусом 1,5м от зоны 0 по п.2 и радиусом 3,5м от зоны 0; - вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстояниями 3м во все стороны; - вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3м; - вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3м во все стороны.	Зона 1 (В-1а) Зона 2 (В-1г) то же то же
7	Пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3м от оси скважин, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве.	Зона 2 (В-1г)
8	Полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура в пределах ограждения.	Зона 2 (В-1г)
9	Полузакрытые пространства, в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или легковоспламеняющиеся жидкости в пределах ограждения.	Зона 2 (В-1г)

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.

6.2. Противофонтанная и газовая безопасность

6.2.1 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению Газонефтеводопроявлений

Перед вскрытием продуктивных горизонтов производится проверка готовности к ликвидации газонефтеводопроявления (далее – ГНВП), устанавливаются предупредительные плакаты и знаки безопасности.

Члены вахты ежесменно проверяют состояние безопасности своих рабочих мест, бурильщик оформляет записи в вахтовом журнале. Руководитель бригады составляет суточный отчет. Бурильщик в процессе работы контролирует показания приборов, исправность технических средств и действия работников по соблюдению Правил. При обнаружении нарушений сообщает руководителю работ и принимает меры по обеспечению безопасности оборудования, процессов и действий персонала по указаниям руководителя работ. При аварийной ситуации вводится в действие ПЛА, производится герметизация устья и эвакуация персонала незадействованного в ликвидации аварии.

Для раннего обнаружения ГНВП должен осуществляется контроль прямых и косвенных признаков по показателям:

1) концентрация газов, наличие сульфидов и плотность промывочной жидкости;
2) механическая скорость бурения и давления в нагнетательной линии;
3) уровень промывочной жидкости в скважине при остановке циркуляции;

4) уровень промывочной жидкости в приемных емкостях;
5) расход и объем циркуляции промывочной жидкости;
6) изменение нагрузки при бурении скважины.

При ГНВП устье скважины герметизируется, и дальнейшие работы ведутся в соответствии с ПЛА. Первичные действия буровой вахты при обнаружении ГНВП и возникновении ОФ при строительстве нефтяных и газовых скважин приведены в приложении 3 к настоящим Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.

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.

Таблица 6.2.2

Информация (прямые и косвенные признаки) по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

Показатель	Диапазон измерений	Допустимое отклонение, +-	Тип подачи исходной информации			
			По каз.	За пись	Свет. сигн.	Звук. сигн.

Уровень бурового раствора в приемных емкостях, м	1,6	0,02	+	+	+	+
Расход бурового раствора на выходе от расхода на входе, %	0-100		+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом долитого в скважину бурового раствора, $м^3$	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом вытесненного из скважины бурового раствора, $м^3$	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Газосодержание, %	1-60	4	+	-	+	+
Механическая скорость проходки, м/ч	0-50	0,2	+	+	-	-
Давление на стояке, МПа	0-40	0,2	+	+	-	-
Крутящий момент на роторе, кгс х м	0-3800	75	+	+	-	-
Плотность бурового раствора, $г/см^3$	0,8-2,1	0,01	+	+	-	-

Для измерения параметров, характеризующих прямые и косвенные признаки газонефтеводопроявления, на буровой установлена станция ГТК. Факт начала проявления в процессе углубления или промывки скважины фиксируется по следующему порядку признаков в зависимости от начальной его интенсивности.

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

А) изменение давления на стояке или увеличение механической скорости проходки;

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

В) увеличение объема бурового раствора в приемной емкости.

Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

А) увеличение механической скорости или крутящего момента;

Б) повышение объема бурового раствора в приемной емкости.

Третье сочетание признаков (слабое проявление):

А) снижение плотности бурового раствора;

Б) увеличение содержание газа, воды в буровом растворе.

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

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

6.2.2 Технологические операции по контролю за поступлением 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 вымыва забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

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

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

• запас бурового раствора (с глубины 150м 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.

6.2.3 Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Разрешение на проведение промыслово-геофизических работ дает руководство бурового предприятия по согласованию с противофонтанной службой после проверки

комиссией состояния скважины (по результатам технологической остановки) и готовности БУ.

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

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

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

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

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

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

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

• Использования пенных систем.

• Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством свабирования, 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;
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии должны быть оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой (согласованной с Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности и противофонтанной службой).

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

6.2.5 Методы и средства проветривания рабочих зон буровой

1. Подвышечное пространство, рабочая зона площадки буровой проветриваются естественной вентиляцией.

В зимнее время подвышечное пространство проветривается с помощью калориферной установки, используемой для обогрева превенторов.

2. В помещениях насосного блока и блока очистки бурового раствора проветривание осуществляется с помощью вытяжных вентиляторов (в блоке очистки раствора - 1шт, в насосном блоке - 2шт), а также естественной вентиляцией при открытых фрамугах и боковых щитах. В зимнее время насосный блок кроме того вентилируется поддувом теплого воздуха от блока электростанций.

6.2.6 Средства защиты работающих

1. Вся бригада (вахта), выполняющая работу в условиях возможного выделения вредных веществ в воздух рабочей зоны выше ПДК, обеспечивается средствами индивидуальной защиты (см. табл. 15.3).

2. Для коллективной защиты работающих от шума и вибрации проектом предусматривается средства коллективной защиты (см.табл.15.4).

6.2.7 Свойства и действие вредных веществ (CO_2) на человека

Двуокись углерода (CO_2) - углекислый газ - бесцветный газ кисловатого вкуса и запаха. Плотность 1,53 кг/м^3 скапливается в низких непроветриваемых местах. Хорошо растворяется в воде. В водном растворе - является слабой кислотой. Обладает наркотическим воздействием на человека, раздражающе воздействует на кожу и слизистые оболочки. В малых концентрациях - возбуждает дыхательный центр, в очень больших - угнетает. Обычно высокое содержание CO_2 связано с повышенным содержанием кислорода в воздухе, что может явиться причиной быстрой смерти. При вдыхании 2,5 - 5% CO_2 у человека наблюдается головная боль, раздражение верхних дыхательных путей, учащение сердцебиения, повышенное давление. При более высоких концентрациях - потливость, шум в ушах, рвота, психическое возбуждение, снижение температуры тела, нарушение зрения.

6.2.8 Долив скважины

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В журнале показателей бурового раствора нужно регистрировать время, объем и плотность залитого в скважину раствора. Периодичность долива определяется, формуле:

$$K = \frac{Д2 - d2\,н}{d2\,н - d2\,вн} * \frac{\Delta h}{lccb}$$

Где: К - максимальное допустимое количество свечей, поднимаемых без долива.

Д - внутренний диаметр обсадной колонны, мм

dн, dв -наружный и внутренний диаметры бурильных труб соответственно 1св -длина свечи в метрах

Δh- глубина безопасного опорожнения затрубного пространства

Δh = 0,3 Н для скважины глубиной до 1000м

Н - глубина кровли горизонта с возможным ГНВП 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 м3 бурового раствора от контрольной величины.

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

6.2.9 Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:
1. Центровка вышки. На буровой установке это условие соблюдается конструкцией установки и не требует периодичности ее проведения, но во время оборудования устья необходимо проверить соосность вышки с устьем скважины.
2. Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами в обсаженной части ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну.
3. Введение в буровой раствор смазывающих добавок.

6.2.10 Оснащение буровой средствами технологического контроля

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 рабочей и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, 0С;
- 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).

6.2.11 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".

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

Контроль за состоянием противофонтанной безопасности оговаривается Договором между владельцем опасного производственного объекта и ФА ВПФО «Ак Берен» и ведется на основании «Правил обслуживания недропользователей профессиональными АСС РК» и «Методики проведения профилактического обслуживания противофонтанной безопасности объектов нефтяных операций».

6.2.13 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.

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

Основными видами аварий в процессе строительства скважин и осложнений, создающих аварийные ситуации, являются:
1. Аварии с бурильной колонной - слом бурильной (или утяжеленной) трубы, прихват, заклинка.
2. Аварии с обсадными трубами - прихват, полет.
3. Аварии с долотами - оставление шарошек, слом долота.
4. Падение посторонних предметов в скважину.
5. Осложнения: нефтегазоводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов.

Таблица 6.3.1

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

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1	Слом бурильной (утяжеленной) трубы	1.1. Не допускать вибрации колонны при бурении.	1.1. Определить конфигурацию "головы" сломанной трубы.	1.1. Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной
		1.2. При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото.	1.2. При необходимости произвести зачистку (торцевание).	1.2. При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола.
		1.3. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т.	1.3. Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью.	1.3. При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото.
		1.4. Нагрузку на долото создавать не более 75% веса УБТ.	1.4. Произвести расхаживание и подъем аварийного инструмента.	1.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
		1.5. Контролировать момент на роторе при роторном бурении.	1.5. В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	по производству, под руководством бурового супервайзера.
		1.6. При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб.		
		1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.		
2	Прихват инструмента	2.1. Выделить прихватоопасные зоны.	2.1.Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны. 2.2.Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	2.1. Знать зоны осложнений.
		2.2. Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов		2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии
		2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной		2.3. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в
		2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.		2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН.

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
		2.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок		2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством
		2.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости.	2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	
3	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.	3.1. Определить место заклинки.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
		3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.	3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом.	3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.
		3.3. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны	3.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	3.3. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.
		3.4. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.	3.4. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.	3.4. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
		3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
4	Прихват обсадных колонн	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.	4.1.Определить место прихвата. 4.2.Продолжить спуск колонны.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.
		4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок.	4.3. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время.
		4.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.		4.3.Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 4.4.Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.
			4.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.	4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
			4.5.После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН. 4.6.В случае безрезультатности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском экс. колонны	4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
5	Полет обсадных труб	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов.	5.1. Спустить труболовку, метчик, колокол.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы.
		5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.	5.2. Спуск производить замедленно для определения местонахождения "головы" обсадных труб.	5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.
		5.3. Не допускать наворота резьбы наперекос	5.3. Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину.	5.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством
			5.4. Поднять аварийные трубы.	
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород.	6.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	6.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород.

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
		6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).	6.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металошламоуловителем.	6.2. Анализировать показания контрольноизмерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота.
		6.3. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и		
		6.4. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой.	6.4. Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
7	Падение посторонних предметов в скважину	7.1. Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.	7.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	7.1. При спуско-подъемных операциях применять обтираторы и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов.
		7.2. Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.	7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.	7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
8	Нефтегазо-водопроявления	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора.
		8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.	8.2. Установить обратный клапан под квадрат	8.2 Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях
		8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.
		8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.	8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.	8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
		8.5 Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода. 8.6.Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование. 8.7.При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения. 8.8.При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления. 8.9.Иметь запас раствора 8.10.Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.	8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
		8.11.Не допускать утяжеления раствора "пачками". 8.12.Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП. 8.13.Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора. 8.14.Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода. 8.15.Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине 8.16.Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. 8.17.При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.		

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
9	Поглощения	9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.	9.1. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины.	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины.
		9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин	9.2. Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.)	9.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.
		9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.	9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.
		9.4. При опасности возникновения поглощении предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д.		

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
		9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса.		
		9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.		
		9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.		

6.4 Оценка степени риска при строительстве скважины

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

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

Геологический разрез проектируемых скважин недостаточно изучен, т.к. буровые работы в рассматриваемом регионе велись в ограниченном объеме.

Заложенная технология строительства скважин соответствует требованиям «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли».

6.4.1 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины

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

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

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

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

При строительстве скважин основные причины риска следующие:

• травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;
• нефтегазопроявления с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;
• аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ недостатков при строительстве скважин, позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения.

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

6.4.2 Анализ видов и последствий отказов

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

Критерии отказов по тяжести последствий:

Первый - катастрофический - приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и 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 по¬следствиям ни к одной из первых двух категорий.

Категории отказов (степень риска отказов):

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

В - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

С - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Таблица 6.4.1

Матрица “вероятность - тяжесть последствий”

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	катастрофический отказ	критический отказ	некритический отказ	отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ >1	А	А	А	С
Вероятный отказ $1\text{-}10^{-2}$	А	А	В	С
Возможный отказ 10^{-2} - 10^{-4}	А	В	В	С
Редкий отказ 10^{-4} -10^{-6}	А	В	С	Д
Невероятный отказ < 10^{-6}	В	С	С	Д

На основе анализа, в таблице 4.4.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Таблица 6.4.2

Вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки

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

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле: Рав = Рт х $n_{скв}$ * L/1000, где

Рт - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 900 м;

N-кв - количество скважин с данной аварией;

L - проектная глубина скважины с данной аварией.

Цикл строительства скважины состоит из многих этапов. Первый этап - проектирование, второй - строительство, третий - освоение.

Первый этап - проектирование.

Здесь целью риск-анализа может быть:

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

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

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

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

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

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

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

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

На этапе строительства

Риск в основном связан с человеческим фактором, связан с халатностью, различными нарушениями техники безопасности и технологии проводки скважины со стороны исполнителя.

Для исключения риска при бурении скважин упор делается на решение организационно-технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

• обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;
• стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
• сдача экзаменов по профессии и видам работ;
• периодическая проверка знаний;
• инструктаж перед опасными видами работ;
• проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
• ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

• администрацией бурового предприятия;
• круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;
• проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, инспекторами Госгортехнадзора, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

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:

1. Проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
2. Опрессовка бурильных и обсадных колонн;
3.Испытание вышки;
4. Совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
5. Применение высококачественных материалов и химреагентов;
6. Применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превенторов, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
7. Автоматизация процессов бурения;
8. Механизация трудоемких работ.
9. Вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением времени между вскрытием объекта и его испытанием.
10. Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказаниями, 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.

По законченным бурением скважинам буровая организация представляет заказчику (недропользователю) следующие документы, оформленные актами сдачи-приемки работ:

1) акты о заложении скважин;
2) проект бурения скважин (типовой геолого-технический наряд);
3) акты о начале и окончании бурения скважин;
4) акты об измерении альтитуды устья обсадной колонны;
5) материалы всех геофизических исследований и заключения по ним;
6) расчеты обсадных колонн, их параметры, диаметр, толщину стенок, марки стали и другие необходимые характеристики для неметаллических колонн;
7) акты на цементирование обсадных колонн, расчеты цементирования, лабораторные анализы качества и результаты измерения плотности цементного раствора в процессе цементирования, данные о выходе цементного раствора на устье или высоте подъема цементного раствора (диаграмму цементомера), акты на меру труб, компоновку колонн, данные о плотности бурового раствора в скважине перед цементированием;
8) акты испытания всех обсадных колонн на герметичность;
9) планы работ по опробованию или освоению каждого объекта;
10) акты на перфорацию обсадной колонны с указанием интервала перфорации, способа перфорации и количества отверстий;
11) акты опробования или освоения каждого объекта с приложением данных исследования (дебиты, давления, продуктивность, анализы нефти, воды, газа);
12) меру и тип насосно-компрессорных труб с указанием оборудования, глубины установки пусковых клапанов (отверстий);
13) геологический журнал с описанием всего процесса бурения и освоения скважин;
14) описание керна;
15) паспорт скважин с данными о процессе бурения, нефтегазопроявлениях и конструкции;
16) акты о натяжении колонны;
17) акты об оборудовании устья скважин;
18) акты о сдаче геологических документов по скважинам;
19) акт рекультивации земельного участка.

Оборудование устья скважины:

- обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;
- обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;
- отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

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

На этапе освоения

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

Заключение

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

6.4.3 Определение степени риска строительства скважины

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

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

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

Вероятность такого события необходимо определить, зная вероятности базовых событий (событий нижнего уровня, дальше которого детализация не производится). В качестве головного события обычно выбирается событие, имеющее наибольшую опасность для окружающей среды. Таким головным событием является открытый фонтан. Между головным и базовыми событиями имеются промежуточные. Взаимосвязь между событиями устанавливается с помощью логических связей - "И", "ИЛИ" и др. Метод предполагает знание вероятности базовых событий и логические связи между ними. Кроме того необходимо знание зависимости базовых событий. В случае

зависимости базовых событий рассматривают комбинации первичных базовых событий приводящих к головному. При независимости базовых событий применяется метод прямого аналитического решения, которое позволяет поэтапно анализировать события, кроме того, предоставляется возможность определить:

а) "слабые узлы" и "узкие места" с точки зрения безопасности;

б) наиболее опасные пути развития аварий.

6.4.4 Идентификация опасностей

Идентификация опасностей проводится на предварительном этапе определения степени риска. В процессе ее проведения определяются причины нефтегазопроявлений, выбросов и открытых фонтанов.

Результаты идентификации дают возможность построить гистограммы, иллюстрирующие процентные соотношения причин аварий, полнить исходные данные для расчета степени риска и др.

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

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

При идентификации выделяются три группы факторов приводящих к возникновению открытого фонтана.

Первая группа - факторы, характеризующие состояние оборудования:

- некачественное крепление скважины 426 мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;
- некачественное крепление скважины 324 мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;
- некачественное крепление скважины 245 мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;
- некачественное крепление скважины 168,3 мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;
- не герметичность межтрубного пространства между колоннами 426 мм, 324 мм, 244,5 и 168,3 мм;
- просадка колонны 323,9 мм при ее нагружении собственным весом, колоннами, 244,5мм, 168,3 мм, НКТ и ФА;
- негерметичность резьбовых соединений колонны 324, 244,5 и 168,3 мм;
- разрушение (или не герметичность) обвязки устья скважины вследствие воздействия повышенных устьевых давлений;
- отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне 244,5 мм;
- неисправность шарового крана на бурильных трубах

Вторая группа - факторы, связанные с неправильными действиями буровой бригады при строительстве скважин.

Третья группа - факторы, связанные с нефтегазопроявлениями.

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

РАСЧЕТ СТЕПЕНИ РИСКА

Для условий скважины проведена проверка работоспособности конструкции скважины при возникновении возможных отказов указанных выше факторов воздействия.

Ниже представлена вероятность отказа по основным позициям:

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. Осутствие 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:_____ 0,120000;
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 строительстве 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, 244,5 и 168,3 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, 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.

6.5. Охрана недр.

6.5.1 Общая задача охраны недр в период буровых работ на площади

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законом Республики Казахстан «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 скважин на месторождении Хаиркелды Южный 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 эксплуатационных скважин, 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 месторождении в процессе бурения и испытания эксплуатационных скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр 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.

6.5.2 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 - 1,1-1,22 г/см^3, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно¬механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора,

увеличению расхода хим. реагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

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

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, незасоряющая пласт;

В качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

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

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

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

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 срезающего, а также универсального превентора. На двухплашечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Конструкция двухплашечного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 210 кгс/см2. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 210 кгс/см2. Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 210 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 м3 , 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, общим объемом 318м3.

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 таблице 6.5.1

Перечень отходов, процедуры их обработки и утилизации

Таблица 6.5.1

Наименование отходов	Способы обращения	Методы утилизации
1.Промышленные отходы: а) использованное моторное масло, жидкости гидравлических и тормозных систем, фильтры и другие отходы, содержащие нефтепродукты. Эта категория отходов может включать абсорбирующие материалы, используемые для сбора разливов нефти.	Собирать в бочки, запечатывать, маркировать соответствующим ярлыком	Утилизировать в специализированных предприятиях
б) металлолом и списанное оборудование, использованные материалы;	Упаковывать в зависимости от размера и веса	Утилизировать на полигоне отходов
в) аккумуляторы и батареи: кислотные/ щелочные; никель-кадмиевые сухие батареи;	Слить жидкость, нейтрализовать кислоту, поместить в запечатанные бочки, пометить ярлыком	Утилизировать в специализированных предприятиях. Аккумуляторы регенерировать, если возможно.
г) жидкие химикаты, включая использованные лабораторные и остатки неиспользованных химикатов;	Поместить в бочки, запечатать, пометить ярлыком	Утилизировать на полигоне отходов
д) сухие сыпучие неиспользованные химические реагенты, цемент;	Поместить в контейнеры, запечатать, пометить ярлыком.	Утилизировать на полигоне отходов
е) краски, растворители, разбавители;	Поместить в бочки, запечатать, пометить ярлыком	Утилизировать в специализированных предприятиях
ж) металлические бочки;	Очистить бочки, поместить смывную воду в бочки, запечатать, пометить ярлыком. Бочки смять для уменьшения	Утилизировать на полигоне отходов

Наименование отходов	Способы обращения	Методы утилизации
з) пластиковые бочки;	Очистить бочки, поместить смывную воду в бочки, запечатать, пометить ярлыком. Бочки смять для уменьшения объема и предотвращения использования не по назначению.	Утилизировать на полигоне отходов
и) деревянные поддоны, ящики;	Разрушить для уменьшения объема	Утилизировать на полигоне отходов
к) использованные люминесцентные лампы;	Поместить в коробки, запечатать, пометить ярлыком	Передача специализированным предприятиям
2. Сточная вода из установки обработки санитарных стоков.	Анализировать на содержание хлора.	Утилизировать на полигоне отходов
3. Конторские отходы: а) картриджи принтеров, факсов, копировальных машин; б) использованная бумага.	Поместить в упаковку производителя, вернуть производителю для восстановления	Если экономически невыгодно, утилизировать на полигоне отходов
2. Пищевые отходы блока	Измельчить	Сдавать в смеси с фекальными водами
3. Бытовые отходы/мусор: упаковки, банки, бутылки, стекло, смет с жилых помещений, другой мусор.	Отделить металл, пластик, стекло. Поместить в отдельные пластиковые мешки.	Утилизировать на полигоне отходов

Опрессовка труб обсадной колонны будет производиться централизовано на базе подрядчика.

При необходимости обработки скважины кислотами предусматривается лабораторный контроль за содержанием в воздухе вредных веществ, периодичность и объем исследований будет определен с учетом производственных и геологических условий и согласован с местными органами охраны окружающей среды.

6.5.3 Контроль окружающей среды

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

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан»;
- Законом «Об особо охраняемых территориях»
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- Законом «О здоровье народа и системе здравоохранения»;
- Стратегией развития Республики Казахстан до 2030 года, где большое значение придается охране окружающей среды;

Сбор хозяйственно-бытовых отходов будет проводиться в водонепроницаемые контейнеры. Техническое водоснабжение будет осуществляться путем забора воды из водозаборной скважины. Расход технической воды на одну скважину составляет около 8,36 $м^3$/сут или более точно объем определяют из конкретных условий. Шламы от бурового раствора будут собираться в специальные емкости, поэтому фильтрация раствора и воды практически исключена. В такие же емкости будет сбрасываться выбуренная порода после отделения. Приготовление бурового раствора будет осуществляться в глиномешалке, хранение в металлических емкостях.

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

При этом:

- все буровые работы должны производиться строго в пределах отведенного участка;
- циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключающий его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;
- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие - в контейнерах и мешках;

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 газа;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекателями;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.

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

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

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

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

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

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

6.5.4 Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела является Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения».

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

Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- Организация дозиметрической службы. Замеры радиоактивности производятся регулярно как на буровой, так и в ближайших населенных пунктах.
- Во время испытания из всех продуктивных и водоносных горизонтов производится отбор проб для отправки на анализ на содержание радионуклидов.
- В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных нормами радиационной безопасности работы с радиоактивными веществами СП № 261, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

- При проведении товарных анализов конденсата, которые выполняются подрядными организациями, должны выдаваться сведения о концентрации радионуклидов, эти данные в дальнейшем используются для организации радиационной безопасности рабочих мест при транспортировке и переработке.
- В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями СП № 261 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. 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.

Список нормативно - справочных и инструктивно - методических материалов

1.Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О Гражданской защите».
2.Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании».
3.Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр утверждены приказом Министра энергии РК от 15 июня 2018 года №239.
4.Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.
5.Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением. Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 358.
6.Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 359.
7.Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247.
8.«Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» согласно приложению 4 к настоящему приказу приложение 4 к приказу Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 236.
9.Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» Утверждены приказом и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261 .
10.Нормы выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты за счет средств работодателя Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 января 2012 года № 172
11.«Об утверждении перечень вредных производственных факторов, профессий, при которых проводится обязательный медицинские осмотры, Правил проведения обязательный медицинские осмотры», приказ Министра здравоохранения РК №709 от 16.011.2009г.
12.«Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ», ВСН 39-86;
13.«Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» РД39- 0148052-537-87.
14.Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ МНЭ РК от 27 февраля 2015 года № 155
15.Приложение 1 к приказу Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативо к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» от 28 февраля 2015 года № 169.
16. Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин Утверждена приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 3 мая 2012 года № 129-ө.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Государственная лицензия

17005513

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

03.04.2017 года **17005513**

Выдана **Товарищество с ограниченной ответственностью "ЭКО-Астана НР"**

010000, Республика Казахстан, г.Астана, УЛИЦА СЫҒАНАҚ, дом № 14/1., 10., БИН: 060940002386

(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 производств (углеводородное сырье), 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 **Департамент государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) **КУЛМУРЗИН КУАНДЫК САГИНДЫКОВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Дата первичной выдачи **08.02.2011**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Астана**

17005513

Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 17005513

Дата выдачи лицензии 03.04.2017 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 "ЭКО-Астана НР"**

010000, Республика Казахстан, г.Астана, УЛИЦА СЫҒАНАҚ, дом № 14/1., 10., БИН: 060940002386

(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 **Республика Казахстан 010000, г. Астана, р-н Есиль, ул. Сыганак, д. 14/1, офис 10 - в соответствии с договором купли-продажи помещения от 25. 12.2015 г. с ТОО "Орда строй групп"**

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензиар **Департамент государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **КУЛМУРЗИН КУАНДЫК САГИНДЫКОВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Номер приложения	001
Срок действия	
Дата выдачи приложения	03.04.2017
Место выдачи	г.Астана

Приложение 2. Геолого – технический наряд

Утверждаю:
Генеральный директор
ТОО "KAZPETROL GROUP" (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)
_____ Тогузбаев Б.К.
"_____" _____ 2021 г.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Организация заказчик - ТОО "KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)"
Цель бурения - добывающие (эксплуатационные) скважины

Площадь, месторождение (контрактная территория) - месторождение Хаиркелды Южный
Проектный горизонт - Нижний мел
Верхняя юра
Номера скважин - №№ 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52
53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60
Проектная глубина, м - 1950 (±250 м) м
Категория скважины - Эксплуатационная
Буровая установка - Мобильные буровые установки ZJ-30 др.зарубежные аналоги

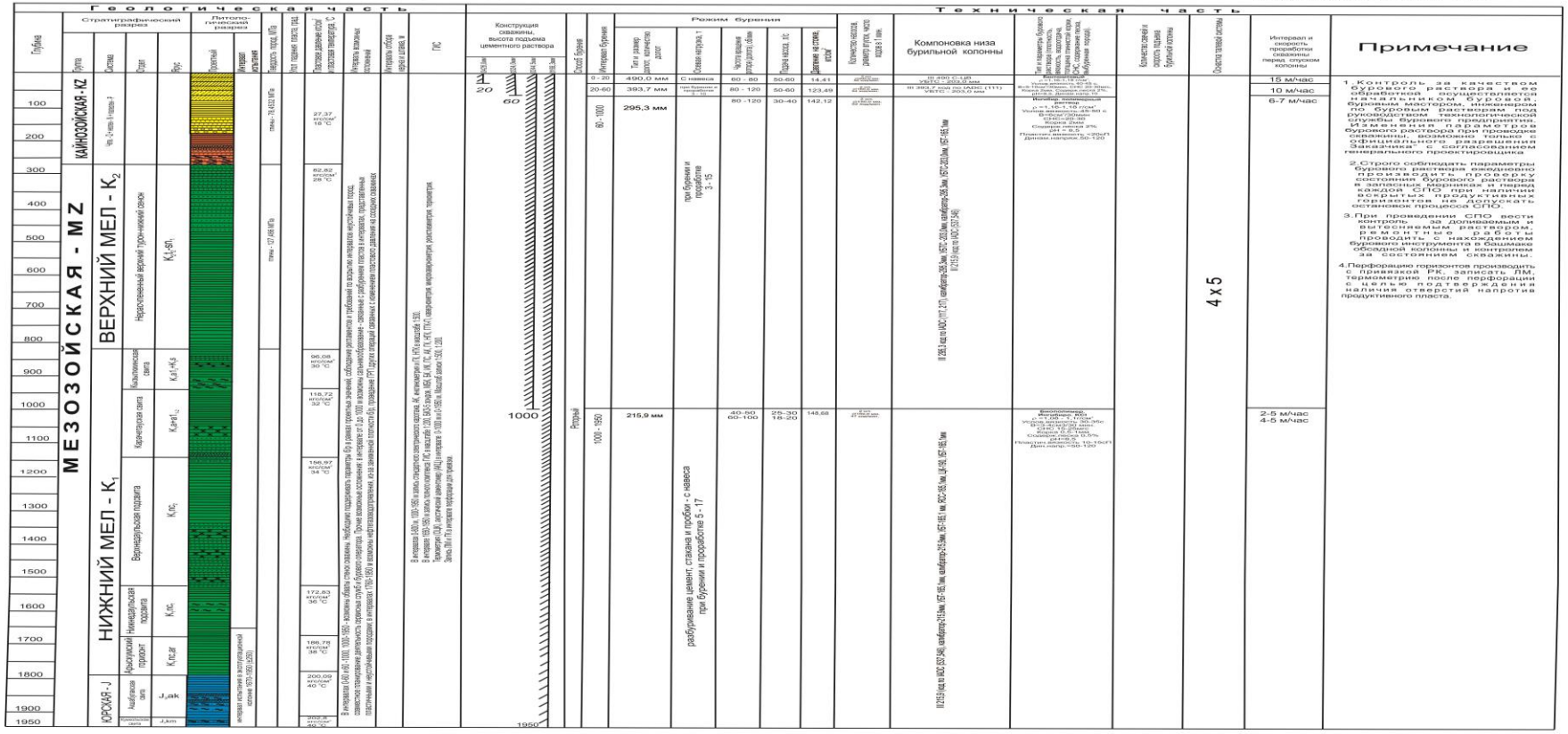
Оборудование устья
Эксплуатационная ОККІ-210-168×245 (ОККІ-350-168×245) УКК1- 65×21 - 14 МПа;
Тех.колонна Chinese 2FZ35-35 135/8" 35 МПа;
Кондуктор Chinese FH35-35 135/8" 35 МПа;
Направление ОКК1-210-168×245 - 14 МПа;

Комплект бурового оборудования

Вид привода - ДВС
Буровые насосы - 3NB1000

Продолжительность цикла строительства скважины, сут.
Всего на 1 скв.: - 74
строительно-монтажные работы - 10
подготовительные работы к бурению - 3
промывка и крепление - 30
испытание - 20
в эксплуатационной колонне - 20
Заключительный этап - 1

Проектная скорость бурения, м/ст.мес - 1348



ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» ТОО «ЭКО-Астана НР»	Групповой технический проект на бурение эксплуатационных скважин на месторождении Хаиркелды Южный	
	Ответственный исполнитель: Егорова И.В.	2021 г.
Приложение № 2	**Геолого-технический наряд**	
	Компьютерный дизайн: Алматкызы М.	

Приложение 3 Расчет отходов бурения

Расчет отходов бурения проведен по Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин Утвержденной приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 3 мая 2012 года № 129-ө.

Характеристика отходов бурения

Глубина бурения, м	Диаметр долота, м	Радиус интервала скважины, м	Коэфф. кавернозности	Объем скважины, м3	L глубина интервала скважин
1	2	3	4	5	6
20	0,426	0,04537	1,3	4	20
60	0,324	0,02624	1,3	6	60
1000	0,2445	0,01495	1,2	56	1000
1950	0,1683	0,00708	1,2	52	1950
118,4746					

Расчет объема бурового шлама

Объем шлама рассчитывается по формуле:

Vш = Vп*1,2, где

Vп.- объем скважины, м3;

1,2 – коэффициент разуплотнения выбуренной породы;

Vш.= Vп *1,2 = 118,4746 $м^3$/скв *1,2 = 142,1695099 $м^3$.

$M_ш = V_{ш.}$ x ρ = 142,1695099 x 1,75 = 248,7966 т

Где ρ - объемный вес бурового шлама, т/$м^3$.

Количество отработанного бурового раствора (ОБР), складируемого в металлическую емкость, определяется из расчета 25% от объема исходного и наработанного бурового раствора:

$V_{обр} = 1,2 * V_п * K_1 + 0,5 * V_ц$, $м^3$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с [1], K_1=1,052);

Vц - объем циркуляционной системы буровой установки, $м^3$. Объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с паспортными данными установки;

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

$V_{обр}$ =1,2 x 118,4746 x 1,052+0,5 x 150= 224,5623244 $м^3$

$M_{обр}$ x ρ = 224,5623244 x 1,45 = 325,6153704 т

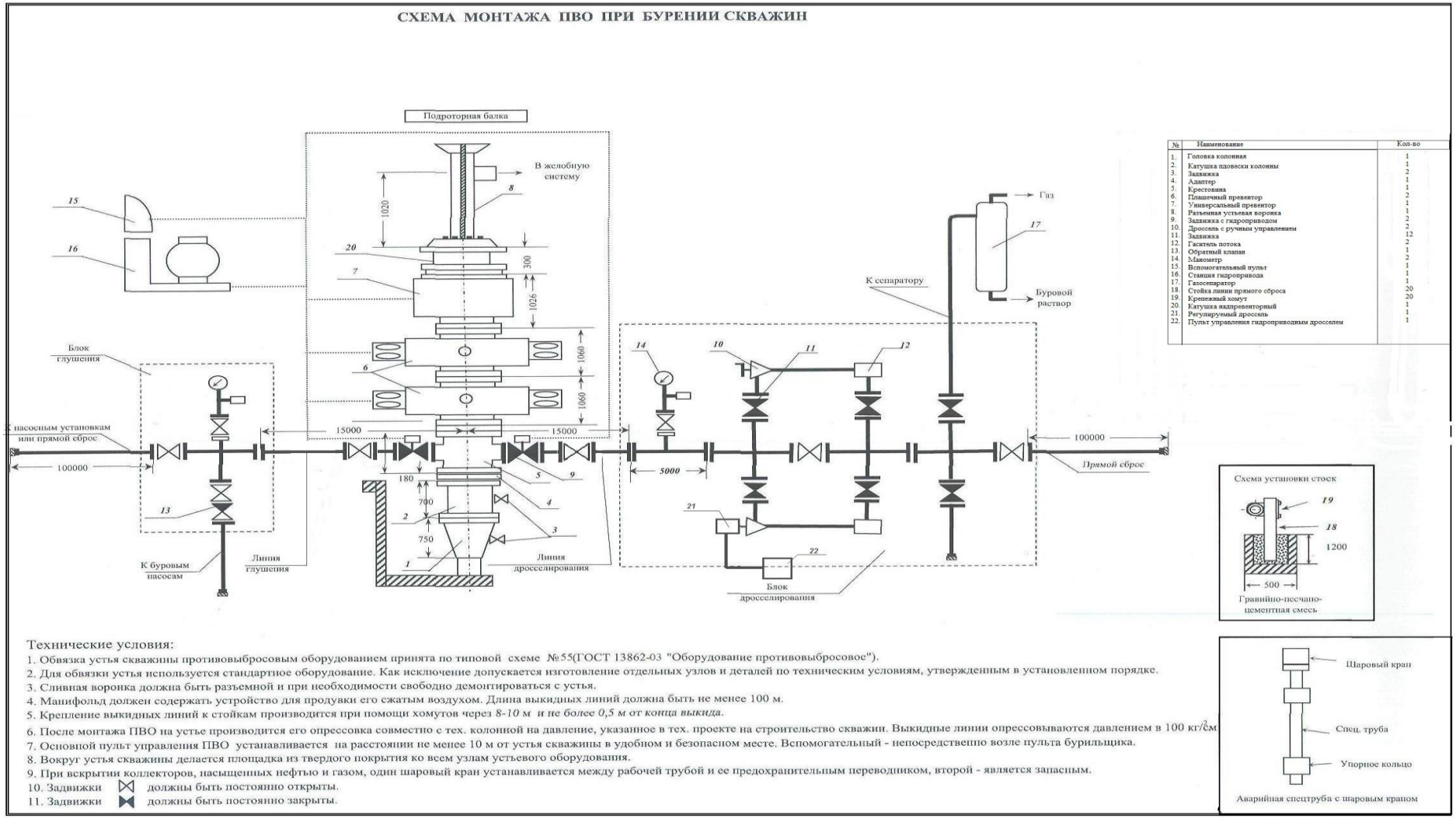
Объем образования буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$V_{БСВ}$= 2 x $V_{ОБР}$, $м^3$ (6)

$V_{бсв}$= 224,5623244 x 2 = 449,1246 $м^3$

Мбсв = $V_{бсв}$ x ρ = 449,1246 x 1,08 = 485,054 тонн

Приложение 4 Схема обвязки устья скважины ПВО

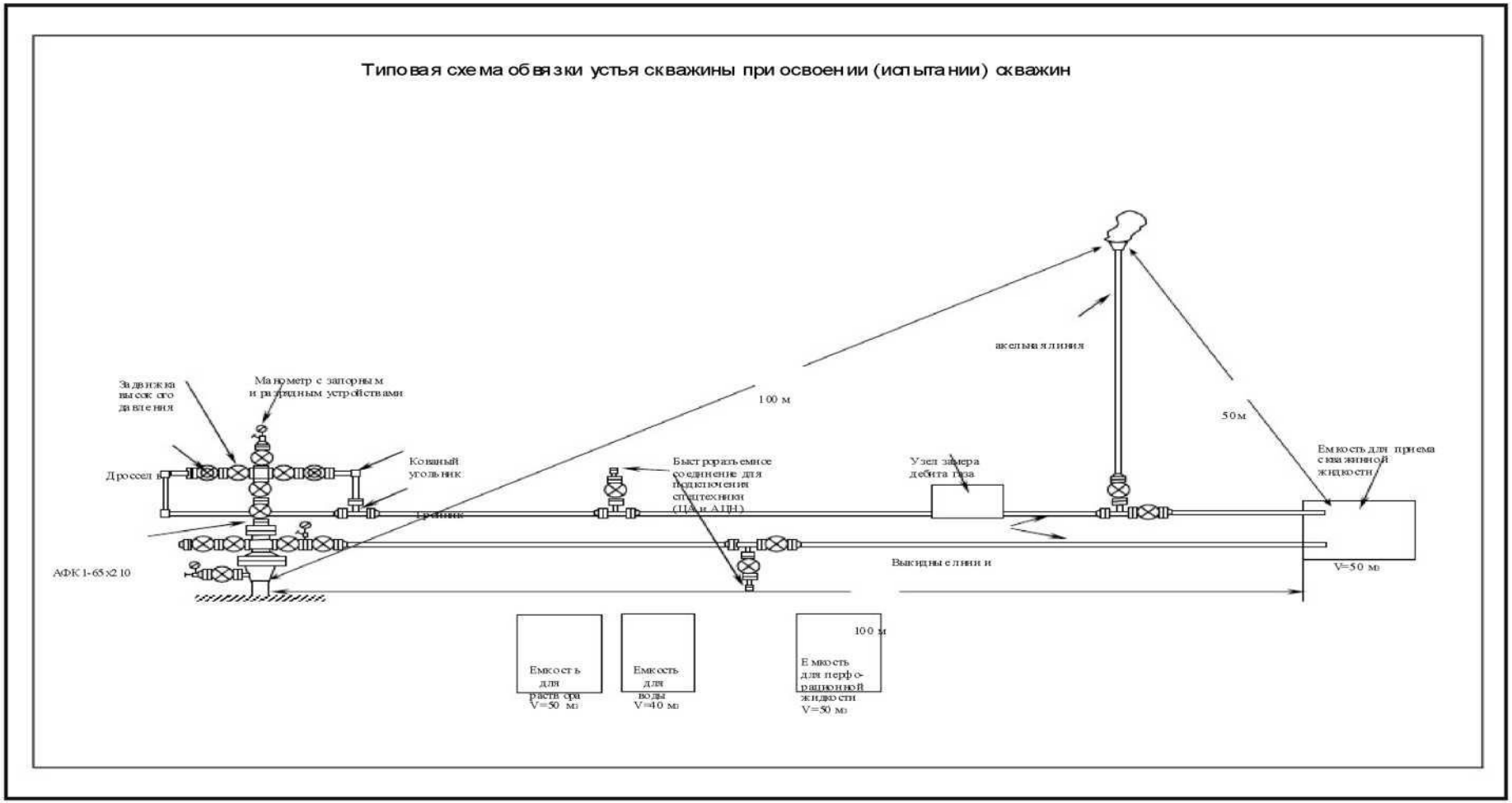


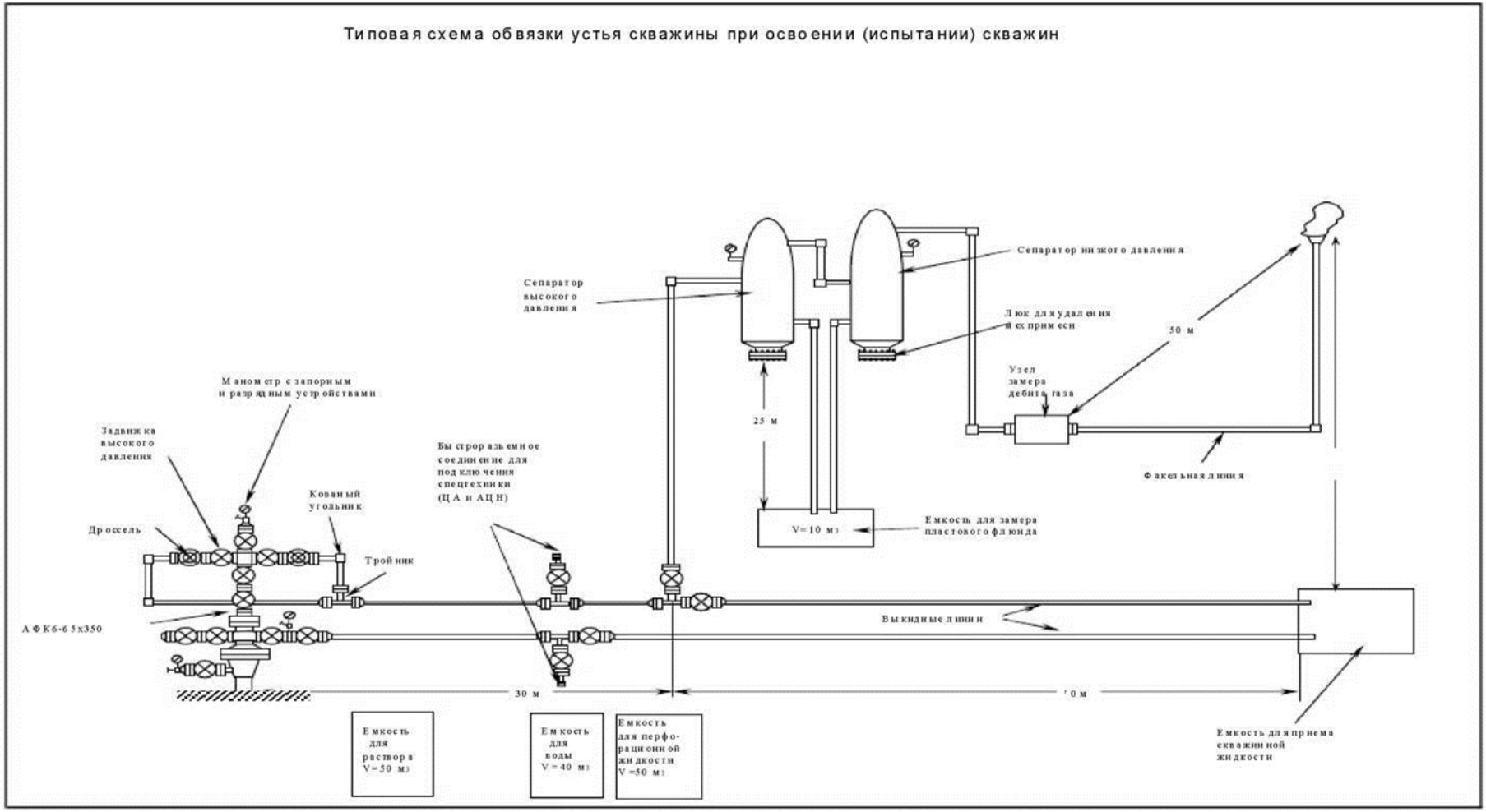
№	Наименование	Кол-во
1.	Головка колонная	1
2.	Катушка подвески колонны	1
3.	Задвижка	2
4.	Адаптер	1
5.	Крестовина	1
6.	Плашечный превентор	2
7.	Универсальный превентор	1
8.	Разъемная устьевая воронка	1
9.	Задвижка с гидроприводом	2
10.	Дроссель с ручным управлением	2
11.	Задвижка	12
12.	Гаситель потока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

Технические условия:

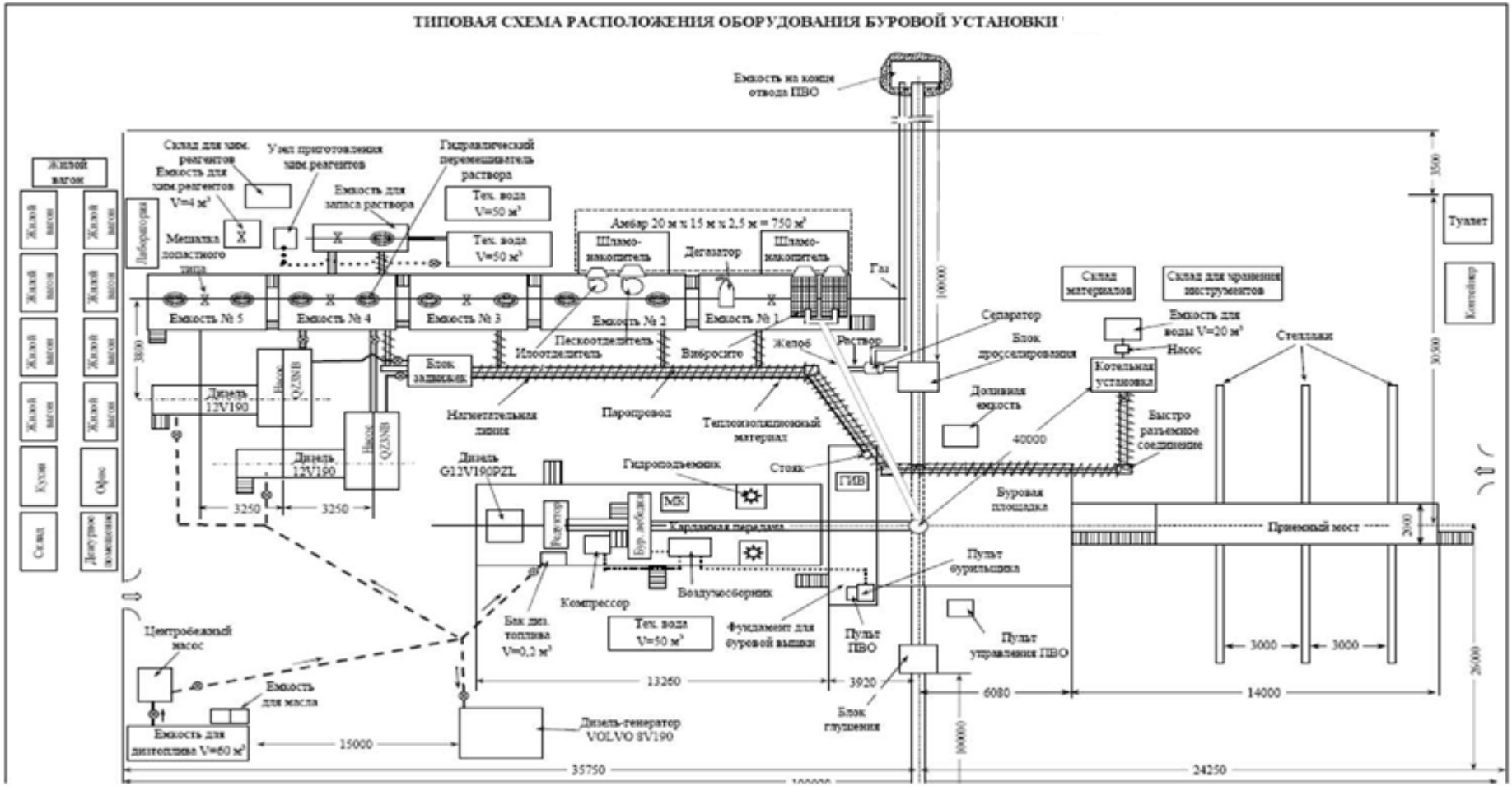
1. Обвязка устья скважины противовыбросовым оборудованием принята по типовой схеме №55(ГОСТ 13862-03 "Оборудование противовыбросовое").
2. Для обвязки устья используется стандартное оборудование. Как исключение допускается изготовление отдельных узлов и деталей по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.
3. Сливная воронка должна быть разъемной и при необходимости свободно демонтироваться с устья.
4. Манифольд должен содержать устройство для продувки его сжатым воздухом. Длина выкидных линий должна быть не менее 100 м.
5. Крепление выкидных линий к стойкам производится при помощи хомутов через *8-10 м и не более 0,5 м от конца выкида.*
6. После монтажа ПВО на устье производится его опрессовка совместно с тех. колонной на давление, указанное в тех. проекте на строительство скважин. Выкидные линии опрессовываются давлением в 100 кг/см^2
7. Основной пульт управления ПВО устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный - непосредственно возле пульта бурильщика.
8. Вокруг устья скважины делается площадка из твердого покрытия ко всем узлам устьевого оборудования.
9. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, один шаровый кран устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй - является запасным.
10. Задвижки ⋈ должны быть постоянно открыты.
11. Задвижки ⧓ должны быть постоянно закрыты.

Приложение 5 Схема обвязки устья при испытании




Типовая схема обвязки устья скважины при освоении (испытании) скважин
Сепаратор высокого давления
Сепаратор низкого давления
Люк для удаления механ примеси
50 м
Узел замера дебита газа
Факельная линия
25 м
V=10 м3
Емкость для замера пластового флюида
Манометр с запорным и разрядным устройствами
Задвижка высокого давления
Быстроразъемное соединение для подключения спецтехники (ЦА и АЦН)
Кованый угольник
Дроссель
Тройник
АФК6-65х350
Выкидные линии
30 м
Емкость для раствора V=50 м3
Емкость для воды V=40 м3
Емкость для перфорационной жидкости V=50 м3
Емкость для приема скважинной жидкости

Приложение 6 Схема расположения оборудования буровой установки



Приложение 7 Обоснование выбора типа буровой установки

Вид скважин: Вертикальная

Проектная глубина скважин: 1950м

Максимальная масса бурильной колонны в воздухе: 77,39 т

Максимальная масса обсадной колонны в воздухе: 70,39 т

Согласно технической характеристике, а также с учетом наличного парка буровых установок у Подрядчика, принимается Буровая установка «**ZJ-30**» или аналог, с грузоподъемности 173,5т.

Максимально допускаемая нагрузка на крюке установки: 173,5т

При этом необходимо соблюдение условий:

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

   $77{,}39 \leq 0{,}6 * 173{,}5т$

   $77{,}39 \leq 104{,}1т$

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

   $70{,}39 \leq 0{,}6 * 173{,}5\ т$

   $70{,}39 \leq 104{,}1т$

Что соответствует п.190 Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр Утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.