

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ "КОР"
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»**



**ГРУППОВОЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА БУРЕНИЕ ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН
С ГЛУБИНОЙ 1150(±250)М НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
КЕРУЕНШИ (ВОСТОЧНЫЙ КАРАВАНЧИ)
В УЛЫТАУСКОЙ ОБЛ. РК**

Договор №К/26-99 от 17.03.2026г.

Атырау, 2026 г.

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ "КОР"
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»**



**ГРУППОВОЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА БУРЕНИЕ ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН
С ГЛУБИНОЙ 1150(±250)М НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
КЕРУЕНШ (ВОСТОЧНЫЙ КАРАВАНЧИ)
В УЛЫТАУСКОЙ ОБЛ. РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

Директор
ТОО «КазНИГРИ»:

Заместитель директора по
проектной деятельности:



ЮСУБАЛИЕВ Р.А.

ТУЛЕНБАЕВА Б.Р.

Атырау, 2026 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	ФИО	Глава, раздел
Ответственный исполнитель по бурению. Руководитель отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ, Доктор PhD		Исламов Х. М.	Глава 1: Раздел 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 Глава 3, 4
Директор департамента геологии и моделирования, к.г.-м.н;		Шестоперова Л.В	Общее руководство
Ведущий инженер по геологии		Накесова К.К.	Глава 1: Раздел 4 (геологический часть)
Исполнитель по бурению, Инженер отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ		Толегенова К.Т.	Глава 1,2,3: Разделы 1, 2, 3, 12, 13, 14, 15, 16 Глава 2; ГТН (карта)
Инженер отдела проектирования бурения и внутрискважинных работ		Куанов А.Б.	Разделы 1, 2, 3 ГТН (карта)

СОДЕРЖАНИЕ:

ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	11
1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	12
2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	15
3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	16
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	18
4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	23
4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	27
4.3 Возможные осложнения	30
4.4 Исследовательские работы	34
4.5 Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	37
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	42
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	51
Профиль скважины	Ошибка! Закладка не определена.
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ	52
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	52
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	73
9.1 Расчет обсадных колонн	73
9.2 Выбор обсадных труб	73
9.3 Цементирование обсадных колонн	82
9.4 Оборудование устья скважины	91
9.5 Технология установки аварийного цементного моста	94
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН	96
10.1 Испытание пластов в процессе бурения	96
10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	97
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	101
11.1 Геофизические исследования для изучения технического состояния обсадных колонн и цементного камня (ГИС – тех. контроль)	103
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	105
12.1 Выбор буровой установки	105
12.2 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования	108
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ	118
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	119
15. Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов	123
15.1 Состав комиссии по приему экзаменов	124
15.2 Плана проводимых учебных тревог	124
15.3 Противоаварийных тренировок	124
15.4 Утверждению экзаменационных билетов	125
15.5 План ликвидации	125
16. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	128
ГЛАВА 2. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	131
2.1 Сведения о водоснабжении	132
2.2 Сведения об энергоснабжении	135
2.3 Схема транспортировки грузов и вахт	138
ГЛАВА 3. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ	139
3.1 Общая пояснительная записка и обоснование критериев ликвидации и консервации скважины	140
3.2.1 Порядок оформления материалов на ликвидацию скважин	140
3.2.2 Оборудование устья и ствола скважин при ее ликвидации	141
3.2.3 Технологические и технические решения по ликвидации скважин	142
3.2.4 Порядок организации работ и оформления документов по ликвидации скважин	142
3.2.5 Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности	143
3.3 Консервация скважин	144

3.3.1 Технологические и технические решения по консервации скважин	144
3.3.2 Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности	144
ГЛАВА 4. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	146
4.1 Основные требования по промышленной безопасности и охране труда	147
4.2 Промышленная безопасности, охрана труда, промышленная санитария, противопожарная техника	151
4.2.1 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	151
4.2.2 Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	155
4.2.3 Защита от шума и вибрации	158
4.2.4 Освещение оборудование рабочих мест	159
4.2.6 Средства индивидуальной защиты, спецодежда	166
4.2.7 Обустройство временных объектов при проведении работ	167
4.2.8 Санитарно-бытовые помещения	169
4.2.9 Средства контроля воздушной среды	169
4.2.10 Мероприятия по промышленной санитарии	170
4.2.11 Первичные средства пожаротушения	175
4.3 Противофонтанная и газовая безопасность	177
4.3.1 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений	177
4.3.2 Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП	179
4.3.3 Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении	180
4.3.4 Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения	185
4.3.5 Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	186
4.3.6 Метод контроля вытесненного из скважины раствора при спуске колонны.	187
4.3.7 Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины	188
4.3.8 Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурение, испытания и освоения скважины	191
4.3.9 Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности	194
4.3.10 Методы контроля содержания сероводорода и реагента-нейтрализатора в буровом растворе	195
4.3.11 Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	198
4.3.12 Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы, обеспечение работников средствами связи, рабочими местами и оперативным транспортом	199
4.3.13 Методы и средства проветривания рабочих зон буровой	199
4.3.14 Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважины	199
4.3.15 Технология установки аварийного цементного моста	202
4.3.16 Оценка коррозионного риска обсадных труб, НКТ и оборудования скважины	204
4.3.17 Контроля коррозионного состояние бурильных и элементов трубных колонн	206
4.4 Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действиям персонала	211
4.5 Оценка степени риска при строительстве скважины	219
4.5.1 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины	219
4.5.2 Анализ видов и последствий отказов	219
4.5.3 Определение степени риска строительства скважины	224
4.5.4 Идентификация опасностей	225
4.6 Охрана недр	228
4.6.1 Общая задача охраны недр в период поисковых работ на площади	228
4.6.2 Охрана недр в процессе разбуривание площади	229
ГЛАВА 5. РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ. ПРИЛОЖЕНИЯ	239

СПИСОК ТАБЛИЦ:

Таблица 1.1 - Основные проектные данные	12
Таблица 1.2 – Общие сведения о конструкции скважины	13
Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы.....	14
Таблица 1.4 - Дополнительные сведения по утилизации отходов бурения	14
Таблица 2.1-Список документов, которые являются основанием для проектирования	15
Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ	16
Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой	16
Таблица 3.3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	17
Таблица 3.4 - Источники и характеристики водоснабжения, энергоснабжения, связи и стройматериалов.....	17
Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях	17
Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	17
Таблица 4.1-Стратиграфический разрез скважин элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.....	23
Таблица 4.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	25
Таблица 4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины.....	26
Таблица 4.5 - Нефтеносность	27
Таблица 4.6 – Газоносность.....	28
Таблица 4.7 – Водоносность.....	28
Таблица 4.8 – 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).....	29
Таблица 4.9 – Поглощения бурового раствора	30
Примечание: При неукоснительном соблюдении технологических требований к качеству и рецептуре промывочных жидкостей осложнения исключаются.	30
Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважины	31
Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления	31
Таблица 4.12 – Прихватаопасные	32
Примечание: При неукоснительном соблюдении технологических требований к качеству и рецептуре промывочных жидкостей осложнения исключаются.	32
Таблица 4.13 – Текучие породы.....	33
Таблица 4.14 – Прочие возможные осложнения	33
Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и грунтов.....	34
Таблица 4.16 – Геофизические исследования.....	35
Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	36
Таблица 4.18 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне	37
Таблица 4.19 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	38
Таблица 4.20 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта.....	39
Таблица 4.21 - Дополнительные работы при испытании (освоении).....	39
Таблица 4.22 - Данные по эксплуатационным объектам.....	40

Таблица 4.23 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	41
Таблица 5.1 - Характеристика и устройство направления	42
Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	44
Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн.....	45
Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции.....	46
Таблица 6.1 - Входные данные по профилю скважин	51
Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов	54
Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	55
Таблица 7.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	57
- Для приготовления и обработки бурового раствора могут быть использованы аналоги химических реагентов.....	58
Таблица 7.4- Потребность в воде и компонентах для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов	58
Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	60
Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	61
Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК).....	61
Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК.....	64
Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы	65
Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн	66
Таблица 8.7 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ...66	
Таблица 8.8 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	67
Таблица 8.9 - Оснастка талевого системы	68
Таблица 8.10 - Режим работы буровых насосов	69
Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета обсадных колонн	73
Таблица 9.2 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн.....	74
Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб.....	74
Таблица 9.4 - Параметры обсадных колонн.....	78
Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб	78
Таблица 9.6 -Технологическая оснастка обсадных колонн.....	79
Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных колонн	80
Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны.....	81
Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн	82
Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования	83
Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов.....	84
Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	85
Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	87
Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах.....	88
Таблица 9.15-Потребное количество цементировочной техники для цементирования обсадных колонн	89

Таблица 9.16-Потребное количество материалов для цементированния обсадных колонн.....	90
Таблица 9.17 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).....	91
Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя (опробователя), спускаемого на трубах	96
Таблица 10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	96
Таблица 10.3 - Насосно-компрессорные трубы (НКТ)	97
Таблица 10.4 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов	97
Таблица 10.5 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	98
Таблица 10.6 - Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	99
Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне	100
Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	101
Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника.....	102
Таблица 11.3 - Виды работ по контролю технического состояния скважин и приборные обеспечения	103
Таблица 12.2 - Сочетание вариантов подготовительных и строительно-монтажных работ	106
Таблица 12.3 - Подготовительные работы к строительству скважины.....	106
Таблица 12.4 - Перечень топографо-геодезических работ	107
Таблица 12.5 - Варианты строительных и монтажных работ	107
Таблица 12.6 - Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования ZJ-30	108
Таблица 12.7 - Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование	114
Таблица 12.8 - Объем работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту	115
Таблица 12.9 - Объемы работ при использовании мобильной буровой установки «УПА-60» и др. аналогичных установок, для испытания скважин	116
Таблица 12.10 - Материалы и технические средства для выполнения природоохранных мероприятий с использованием «безамбарного способа бурение	117
Таблица 13.1 - Продолжительность цикла строительства скважины.....	118
Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	118
Таблица 14.1- Средства механизации и автоматизации при бурении и креплении скважины	119
Таблица 14.2 - Средства контроля	121
Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации.....	122
Таблица 2.1.1 - Водоснабжение	132
Таблица 2.2.1 – Электроснабжение	135
Таблица 2.2.2 - Расчет потребности в ГСМ	136
Таблица 2.3.1 - Маршруты транспортировки грузов вахт	138

Таблица 4.1.1 - Классификация сооружений и наружных установок объектов разработки нефтегазовых месторождений по взрывопожарной и пожарной опасности.....	148
Таблица 4.1.2 - Сопоставимость классов взрывоопасных зон	149
Таблица 4.1.3 - Предельно допустимые концентрации и предельно допустимые взрывные концентрации вредных веществ и свойства паров и газов в воздухе рабочей зоны производственных помещений и площадок	150
Таблица 4.2.1 - Основные нормативно-технические документы	153
Таблица 4.2.2 - Основные требования и мероприятия.....	155
Таблица 4.2.3 - Средства для оказания первой доврачебной помощи	156
Таблица 4.2.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибрации.....	159
Таблица 4.2.6 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда	166
Таблица 4.2.7 - Санитарно-бытовые помещения.....	169
Таблица 4.2.9 - Минимальный расход наружного воздуха	172
Таблица 4.2.10 - Классификация производственных процессов	174
Таблица 4.3.3 - Свойства цемента типа ПЦТ I-G	199
Таблица 4.4.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций мероприятия по их предотвращению и ликвидации. инструкция по действию персонала	211
Таблица 4.5.1 - Матрица “вероятность – тяжесть последствий”	221
Таблица 4.5.2 - Вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):	222
Таблица 4.6.1 - Охрана недр в процессе разбуривания площади	231
Таблица 4.6.2 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины	233

СПИСОК РИСУНКОВ:

Рис. 4.1 - Обзорная карта района работ	20
Рис 5.1 - Совмещенный график давлений	43
Рис. 9.1 - Эпюры избыточных давлений для колонны диаметром Ø323,9мм	75
Рис. 9.2 - Эпюры избыточных давлений для колонны Ø244,5мм.....	76
Рис. 9.3 - Эпюры избыточных давлений для колонны Ø168,3мм.....	77

АННОТАЦИЯ

Групповой технический проект на бурение оценочных скважин с глубиной 1150(±250)м на месторождении Керуенші (Восточный Караванчи) в Улытауской обл. Республики Казахстан, разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86). Выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

РЕФЕРАТ

Месторождение Восточный Караванчи находится в южной части Тургайской низменности на территории Улытауской области Республики Казахстан (рис.4.1).

В проекте обоснованы сводные технико-экономические данные, исходные данные, конструкция строительства скважины, режимы бурения, буровые растворы, крепление, испытание, объемы работ по монтажу бурового оборудования, техника безопасности и промышленная санитария, охрана недр и окружающей среды.

Цель работы – расчет конструкции скважин, выбор компоновок низа бурильной колонны (КНБК), параметров режима бурения, параметров бурового раствора, выбор обсадных труб, цементирования скважин, расчет гидравлических потерь в системе скважина-пласт, расчет продолжительности проводки скважин, охрана недр и окружающей среды, техническая безопасность и промышленная санитария. Расчеты применяемых технологий строительства скважины произведены с использованием программного обеспечения «Бурсофтпроект» с учетом отечественного и мирового опыта строительства скважин.

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

Данный проект является основным документом на бурение оценочных скважин с глубиной 1150(±250)м на месторождении Восточный Караванчи в Улытауской обл. Республики Казахстан.

Данным проектом предусматривается:

Конструкция скважин:

Кондуктор Ø323,9 мм	0 – 50 м
Тех.колонна Ø244,5 мм	0 – 400 м
Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм	0 – 1150 м (±250м)

Ключевые слова: скважина, конструкция скважины, бурильный инструмент, буровые растворы, буровые долота, режим бурения, обсадные трубы, цементирование скважины, заканчивание скважин.

ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

Наименование данных	Значение
1	2
Месторождение, площадь (участок)	Восточный Караванчи
Номера скважин, строящихся по данному проекту	ОЦ-1 (ВК-6) ОЦ-2 (ВК-7)
Расположение (суша, море)	Суша
Цель бурения и назначение скважины	уточнение границ залежей и перевод запасов C_2 в C_1 в радиусе дренирования.
Проектный горизонт	Pz-II
Проектная глубина, м:	
- по вертикали	1150
- по стволу	-
Число объектов испытания:	
в открытом стволе	-
в колонне	2
Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
Азимут бурения, градус	Вертикальная
Максимальный зенитный угол, градус	Вертикальная
Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30м	Вертикальная
Способ строительства скважины	Безамбарный
Способ бурения	Роторный / забойный двигатель (ВЗД)
Вид привода	Дизель-электрический
Вид монтажа (первичный, повторный)	Смешанный
Тип буровой установки	ZJ-30, ZJ-40
Тип вышки	Телескопическая (возможно мачтовая вышка А-образного типа)
Максимальная масса колонны, тн обсадной бурильной с КНБК суммарная (при спуске секциями)	42,84 53,26
Тип установки для испытаний	УПА-60
Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	220
В том числе:	
строительно-монтажные работы (мобилизация, монтаж), сут	8
подготовительные работы к бурению	2
бурение и крепление	30
испытание	
в том числе:	
в процессе бурения	-
в эксплуатационной колонне	180
Проектная коммерческая скорость бурения, м/ст-мес.	1200
Дежурство на буровой геологической и технологической службой (Заказчика и Подрядчика)	Постоянно
Вахтовый поселок на буровой для проживания персонала (Заказчика и Подрядчика)	Жилые вагоны

Сметная стоимость сооружения дороги	Договорная
Дежурство на буровой спецтехники.	Постоянно
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ	
Стоимость работ Обязательно финансирование затрат на охрану природы и недр, а также на безопасные условия труда.	Договорная

Примечание: Допускается применение других буровых установок при условии обеспечения ими требований нормативных документов.

Таблица 1.2 – Общие сведения о конструкции скважины

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
			По вертикали		По стволу	
			От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7
1	Кондуктор	323,9	0	50	0	50
2	Тех. колонна	244,5	0	400	0	400
3	Эксплуатационная колонна	168,3	0	1150 (±250)	0	1150 (±250)

Примечание: Глубины спуска обсадной колонн могут корректироваться по результатам бурения.

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность трубременной базы, площадки, тыс. м бурильных труб	Наличие тампонаж- ной конторы, цеха	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания (электробура на забое), %	Время механи- ческого бурения на воде, %	Дежурство, работа бульдозеров, автомашин на буровой, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой	Катего- рия УБР	Коэффициент оборачиваемости бурильных труб, %
		в бурении и испытании	в т. ч. в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-	По тендеру	1	-	-	Нет	По заявке	Договорная	1	-

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения по утилизации отходов бурения

Продолжительности содержания лаборатории по контролю буровых и тампонажных растворов, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объем повторно используемого раствора, м ³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты другие отходы)	Объем отходов, м ³			
								количество		число смен в сутки			всего	в том числе подлежит		
								слесарей	Электро-монтеров					вывозу	захоро-нению	сбросу
от	до	от	до													
от	до	от	до	от	до	коли-чество	число смен в сутки	9	10					11	12	13
1	2	3	4	5	6					7	8					
У подрядчика по буровым растворам				Исходя из ожидаемых пластовых давлений и обеспечения устойчивости ствола скважины. (У подрядчика по буровым растворам)				1	1	2	-	Шлам	103,54	103,54	-	-
												ОБР	198,93	198,93	-	-
												Сточные воды	49,73	49,73	-	-

Примечание: Отходы бурения подлежат вывозу на утилизацию по следующей схеме: разделение по типам отходов (твёрдые, жидкие, нефтесодержащие и т.п.), сбор в соответствующие контейнеры и ёмкости; вывоз отходов бурения с последующей их нейтрализацией и утилизацией на спец. полигон.

2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ**Таблица 2.1-Список документов, которые являются основанием для проектирования**

п/п	Наименование документа
1	2
1	Договор №К/26-99 от 17.03.2026г между ТОО «КазНИГРИ» и АО "НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ "КОР" «Групповой технический проект на бурение оценочных скважин с глубиной 1150(±250)м на месторождении Восточный Караванчи в Улытауской обл. Республики Казахстан»
2	Техническое задание на разработку «Групповой технический проект на бурение оценочных скважин с глубиной 1150(±250)м на месторождении Восточный Караванчи в Улытауской обл. Республики Казахстан»
3	Контракт на разведку и добычу углеводородов №5105-УВС от 13 сентября 2022года на разведку и добычу месторождения Восточный Караванчи в Карагандинской области РК
4	Оперативный подсчет запасов нефти месторождения Керуенши (Восточный Караванчи) по состоянию изученности на 02.01.2023г с Протоколом ГКЗ РК №2561-23-П от 18.05.2023г.
5	Проект пробной эксплуатации месторождения Керуенши (Восточный Караванчи) по состоянию на 01.01.2025г с протоколом ЦКРР РК №65/3 от 21.08.2025г.
6	Государственная Генеральная лицензия №15017141 от 22.09.2015г., выданная ТОО «КазНИГРИ» на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа.

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (контрактной территории)	Восточный Караванчи
Блок (номер или название)	
Административное расположение: Республика Область (край) Районы	Казахстан Улытауский
Год ввода, г: месторождения в эксплуатацию	2021
Расположение (суша, море)	Суша
Температура воздуха, 0 С • среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	+ 12 °С выше + 45 °С до – 12 °С
Среднегодовое количество осадков, мм	150
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,0
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	170
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	170
Продолжительность отопительного период, сут.	180
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северо-восточные
Наибольшая скорость ветра, м/с	28,5
Толщина снежного покрова см	15-20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	Равнина
Состояние местности	Слабовсхолмленная степь
Глубина промерзания грунта, м	2
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа
Категория грунта	Первая

Таблица 3.3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение отводимого участка	Размер отводимого участка, га.	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники	1,7	Норма отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74

Таблица 3.4 - Источники и характеристики водоснабжения, энергоснабжения, связи и стройматериалов

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей питьевая вода для бытовых нужд, энергоснабжение, связь, местные материалы) и т.п.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо и энергопровода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	Водозаборная	На площади работ	водопровод из отработанных НКТ
Питьевая вода:	г. Кызылорда	-	Бутилированная
Энергоснабжение	Дизель электростанция	На буровой площадке	200 кВт
Связь	Спутниковая/сотовая	На площади работ	Связь с головным офисом и представительством

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
В процессе обустройства месторождения				

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	г.Кызылорда – Вахтовый поселок Вахтовый поселок- Буровые	220 0,5	Нет	-	-

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления:

«Группового технического проекта на строительство оценочных скважин Оц-1 (ВК-6), Оц-2 (ВК-7) с глубиной 1150($\pm$ 250)м на месторождении Восточный Караванчи в Улытауской обл. Республики Казахстан».

Цель бурения: Оценка границ распространения залежей нефти и газа с переводом предварительно оцененных запасов по категории C_2 в промышленную/доказанную категорию C_1 в радиусе дренирования проектных оценочных скважин.

Проектная глубина: 1150 ($\pm$ 250)м.

Проектный горизонт: Pz-II

Общие сведения о месторождении

Месторождение Керуенші (Восточный Караванчи) административно относится к Улытаускому району Улытауской области Республики Казахстан (рис.4.1) и выделяется на площади листа L-41-XVIII. Месторождение расположено в юго-восточной части Торгайской низменности.

На месторождении Керуенші (Восточный Караванчи), где проектируются оценочные скважины Оц-1 (ВК-6) и Оц-2 (ВК-7) проектной глубиной 1150 (± 250) м, распространены отложения меловой, палеогеновой и неоген-четвертичной систем (табл. 4.1). Юрские отложения в сводовой части палеойского поднятия не выявлены, но они присутствуют в периферийных, более погруженных частях структуры. Но такие стратиграфические особенности разреза не оказывают влияния на конструкцию скважин.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (155 км), Жосалы (160 км), Карсакай (180 км). Расстояние до областных центров г.Кызылорда и г.Жезказган составляет соответственно 180 и 220 км. В этих городах имеются аэропорты со взлётно-посадочными площадками для приема самолетов.

В непосредственной близости от площади работ к северо-западу расположен эксплуатирующий газонефтяное месторождение Кумколь. В 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Павлодар-Шымкент, связанный по нитке нефтепровода с месторождением Кумколь.

В орографическом отношении район месторождения представляет собой слабовсхолмленную равнину, покрытую типичной для полупустынь ксерофильной растительностью. Абсолютные отметки рельефа составляют 110-130м над уровнем моря. По характеру сейсмичности район месторождения относится к асейсмичным территориям.

Климат района резко-континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом $+45^{\circ}\text{C}$, максимальная зимой -40°C . Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает -150мм .

Для района месторождения характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Поверхностные источники и водные артерии отсутствуют. Ближайшая река Белеуты, пересыхающая в летний период, протекает вдоль южных отрогов Улутау в 80км к северу от месторождения Кумколь.

Непосредственно в районе месторождения отсутствуют населенные пункты и сельскохозяйственные угодья. В летний период он используется в качестве пастбищ для отгонного животноводства.

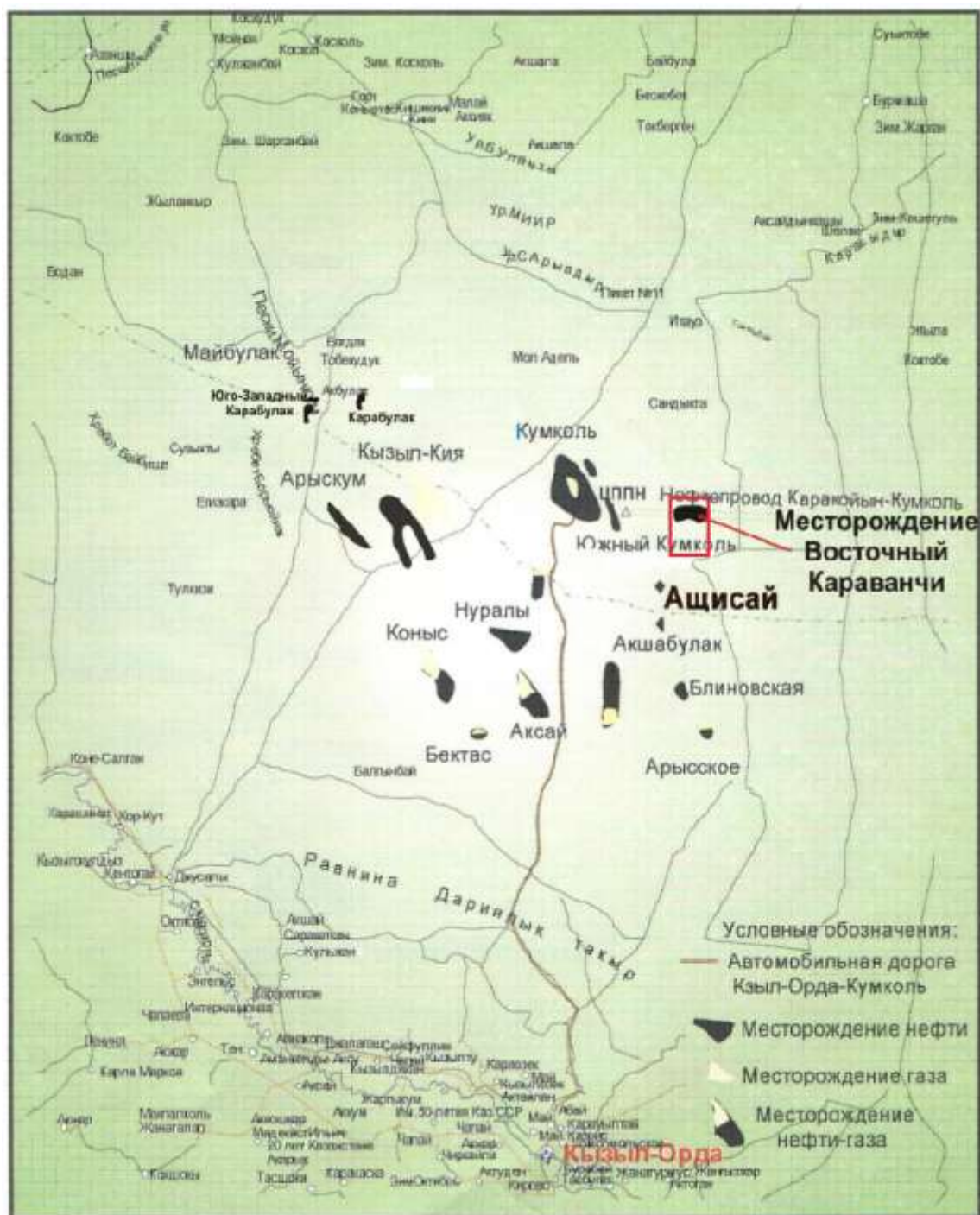


Рис. 4.1 - Обзорная карта района работ

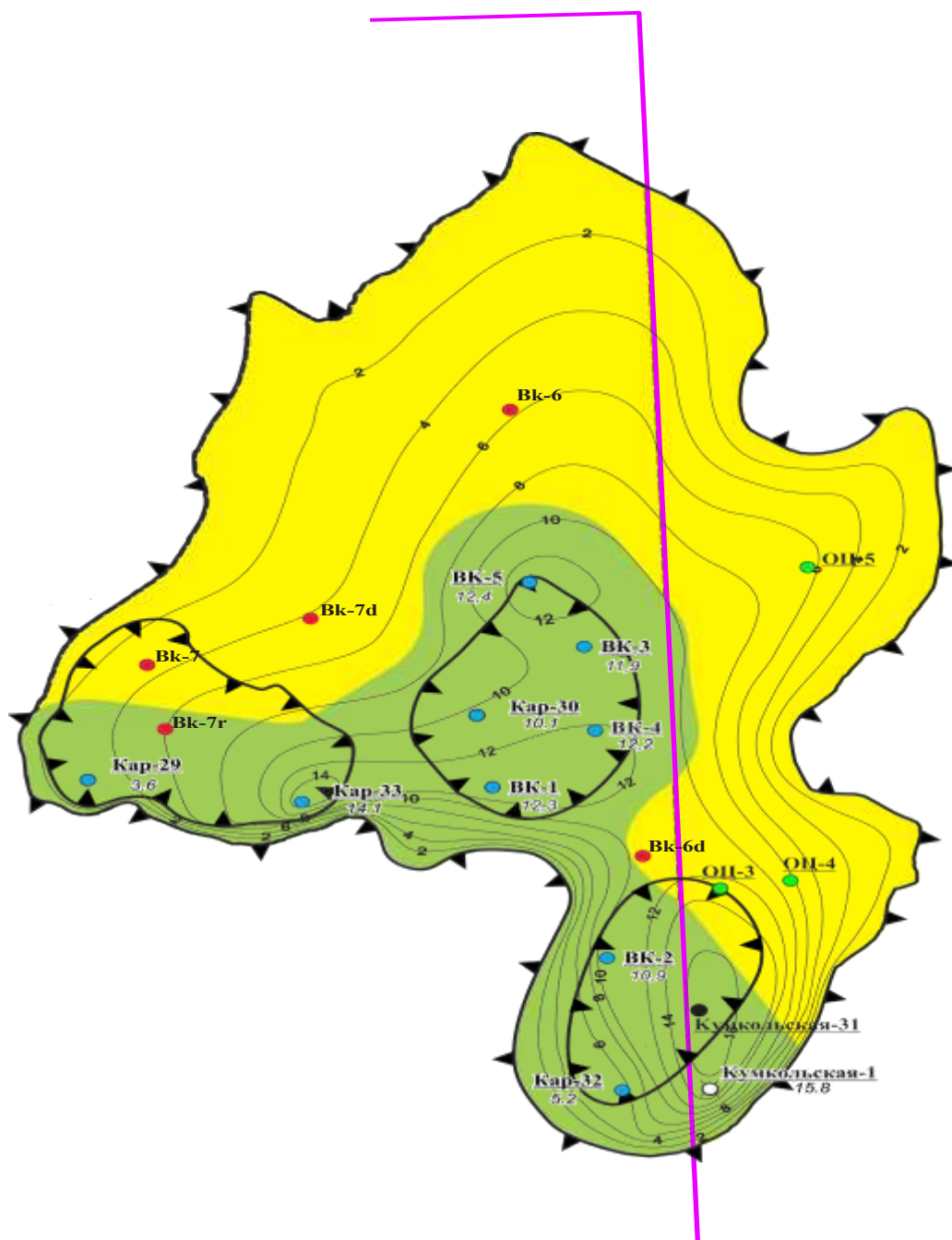


Рис 4.2 Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Горизонт Pz.

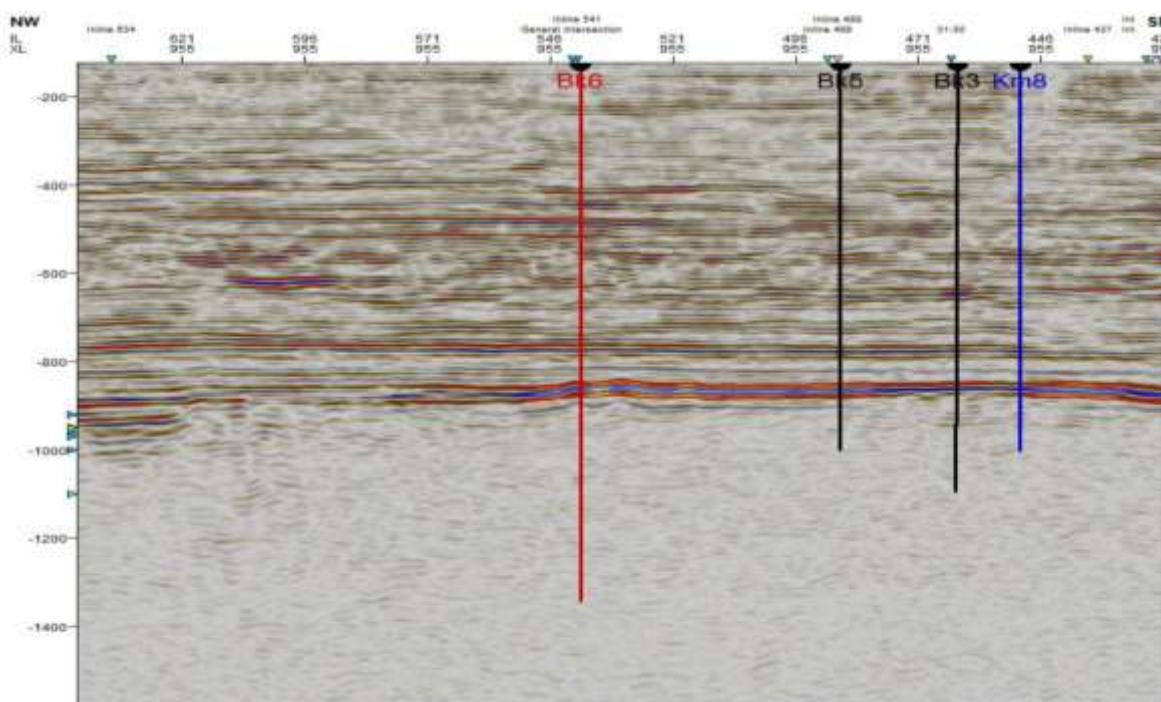


Рис 4.3 Временной сейсмический разрез через скважину ВК-6.

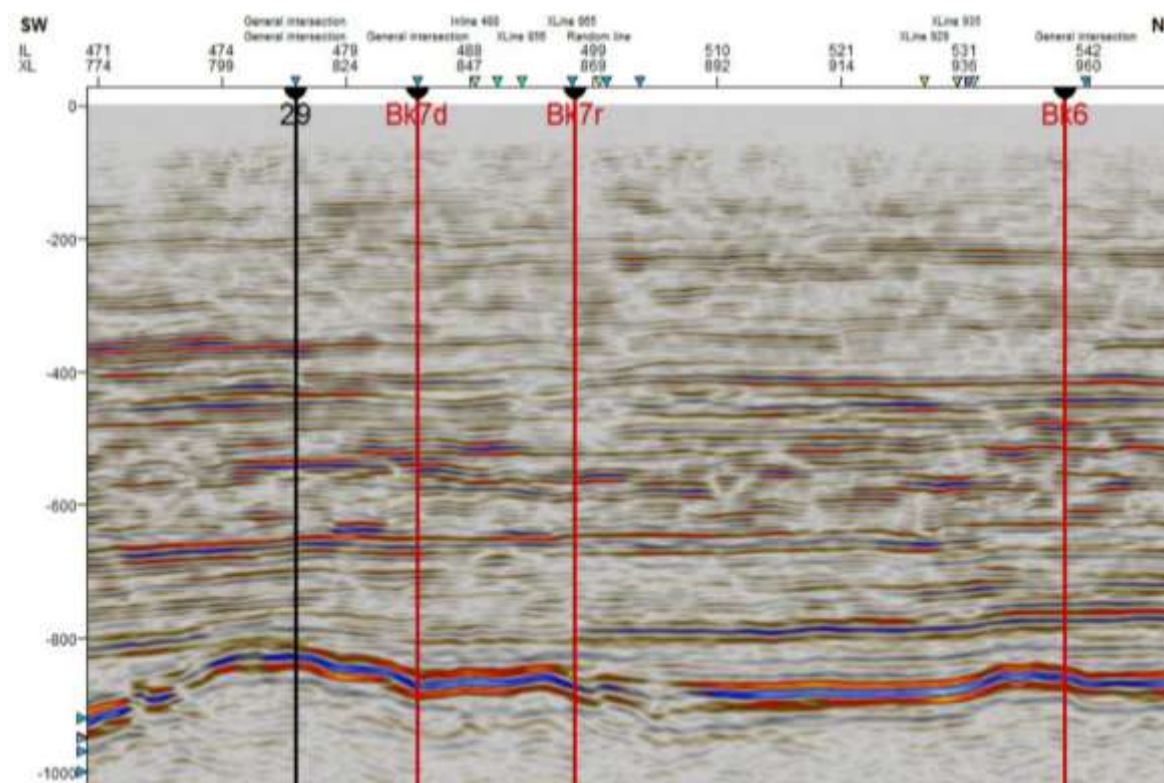


Рис 4.4 Временной сейсмический разрез через скважины ВК-7d, ВК-7r, ВК-6.

4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Таблица 4.1-Стратиграфический разрез скважин элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности в интервале
От (верх)	До (низ)	Система	Отдел	Ярус	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	100	Четвертичный-палеогеновые (Q+P)	-	-	-	-	1,20
100	350	Меловая (K)	Верхний (K ₂)	Турон -сенон (K _{2t-sn})	-	-	1,20
350	480			Альб-сеноман (K _{1-2al3-c})	-	-	1,20
480	700		Нижний (K ₁)	Апт-альб (K _{1a+al1+2})	-	-	1,15
700	850			Верхний неоком (K _{1nc2})	-	-	1,15
850	900			Нижний неоком (K _{1nc1})	-	-	1,15
900	980			Арыскупский (K _{1nc1ar})	-	-	1,15
980	1050	Палеозой (Pz-I) Палеозой (Pz-II)	-	-	-	-	1,15
1050	1150 (±250)						

Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигра - фического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Характеристика
	От (верх)	До (низ)	Краткое название	% в интервале	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
1	2	3	4	5	6
Q+P	0	100	Суглинки	50	Суглинки, супеси светло-серые слабо уплотненные.
			Супеси	50	
K ₂ t-sn	100	350	Глины	80	Глины темно-серые, пески серые, кварц-глауконитовые, водонасыщенные.
			Пески	20	
K ₁₋₂ al ₃ -c	350	480	Глины	60	Глины зеленовато-светло, карбонатные. Пески серые, слабоуплотненные до песчаников. Известняки серые, глинистые.
			Пески	30	
			Известняки	10	
K _{1a} +al ₁₊₂	480	700	Алевролиты	60	Алевролиты пестроцветные, глинистые. Глины пестроцветные, алевритистые. Пески серые, слабоцементированные до песчаников.
			Глины	35	
			Пески	5	
K ₁ nc ₂	700	850	Песчаники	75	Песчаники серые, слабоцементированные с включением гальки. Глины темно серые, алевритистые с прослойками угля. Гравилиты серые, слабоуплотненные, песчаные.
			Глины	20	
			Гравилиты	5	
K ₁ nc ₁	850	900	Пески	50	Пески коричневые, кварцевые, алевритистые. Алевролиты коричневые с зеленоватым оттенком, карбонатные. Глины красноцветные, карбонатные, алевритистые.
			Алевролиты	25	
			Глины	25	
K ₁ nc ₁ ar	900	980	Гнейсы	50	Гнейсы коричневые, кварцевые, алевритистые. Слансы коричневые с зеленоватым оттенком, карбонатные.
			Сланцы	50	
Pz-I Pz-II	980	1050	Трещиноватые гнейсы, сланцы карбонаты	100	Зеленовато-серые, кварцево-слюдистые трещиноватые гнейсы, слансы и карбонаты
	1050	1150 (±250)			

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

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Краткое название Горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Абразивность	Коэффициент- пластичности	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	От (верх)	До (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q+P	0	100	Суглинки	1,72	30	1-1,5	5	25-	10	1	0,28	Мягкая
			Супеси	1,72		-		100	10	1	0,28	
K ₂ t-sn	100	350	Глины	1,95	20	0,01	80-90	10-15	10-40	3	0,5	Мягко- средняя
			Пески	1,72	26		10-15	3-5		6	0,27	
K ₁₋₂ al ₃ -c	350	480	Глины	1,98	15-25	0,01	80-90	10-15	10-48	4	0,5	Мягко- средняя
			Пески	1,75	30-35	-	10-15	3-5		6,5	0,27	
			Известняки	2,45	12,2	0,018	-	70		2,5	0,25	
K _{1a} +al ₁₊₂	480	700	Алевриты	1,85	15-20	1-3	20-30	5-8	10-40	6	0,3	Мягко- средняя
			Глины	2,01	15-25	0,01	80-90	10-15		4	0,5	
			Пески	1,79	30-35	-	-	3-5		6,5	0,27	
K _{1nc2}	700	850	Песчаники	1,84	30	-	24	6,0	10-40	6,5	0,27	Мягко- средняя
			Глины	2,05	20		60	29,4		1,5	0,5	
			Гравилиты	1,84						6	0,3	
K _{1nc1} + K _{1nc1ar}	850	980	Пески	1,92	30-35	-	-	10,4	30-127	6,5	0,27	Средне- твердые
			Алевриты	2,0	15-20	-	20-30	5-10		3	0,3	
			Глины	2,12	20	-	-	5-6		6,5	0,5	
Pz-I+II	980	1150 (±250)	Трещиноватые гнейсы,	1,98	0,1	3,1 0,002 0,231	15	2	-	6 3	0,3	Твердые
			Сланцы	2,07	1		5-30	5-10			0,27	
			Карбонаты	2,16	7,8		-				0,5	
			Доломиты									

Таблица 4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетне- мерзлых пород, м		Тип много- Легнее мерзлых пород: основная реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие (да, нет)			
	От (верх)	До (низ)			Избыточной льдистост в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	Таликов	Межмерз- лотных напорных (защем- ленных)вод	Пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ММП отсутствуют								

4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 4.5 - Нефтеносность

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, Дарси на сПз	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Дебит, т/сут.	Параметры растворенного газа					
	От (верх)	До (низ)		В пластовых условиях	После дегазации					Газосодержание нефти, м ³ /т	Содержание H ₂ S, %	Содержание CO ₂ , %	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, Мпа
Pz-I+II	980	1000	трещиноватый	0,826	0,841	-	0,14	10,16	4,8	0,312	34,08	1,2	0,822	1,021	0,208
	1030	1050													
	1080	1100													
	1130	1150 (±250)													

Примечание: Указанные интервалы нефтеносности могут корректироваться по результатам полученных фактических геолого-геофизических данных

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс страти-графи- ческого подраз-деления	Интервал испытания, м		Тип коллектора	Состояние (газ. Конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, %	Относительная плотность газа по воздуху %	Свободный дебит, Тыс.м ³ /сут	Плотность конденсата, г/см ³		Фазовая про- ницае- мость, мдарси
	От (верх)	До (низ)							В пласто- вых усло- виях	На устье скв.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
В разрезе газовые залежи отсутствуют											

Примечание: наличие газового горизонта будет уточнено в процессе бурения и по заключению ГИС.

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плотность, г/см³	Свободный дебит, м³/сут	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину: СФН- ГКН – ХЛМ – ХЛК -	Относится к источнику питьевого водоснабжения
	От (верх)	До (низ)												
						Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ /r Cl	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Pz-I+II	980	1150 (±250)	трещиноватый	0,049	-	46258,2	167,1	326,2	21515,8	622,4	6418,7	75,3	ХК	нет

Примечание: 1. Тип воды по Сулину принят: СФН- сульфатно- натриевый; ГКН – гидрокарбонат- натриевый; ХЛМ - хлормagneиный; ХЛК – хлоркальциевый.

Таблица 4.8 – 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; РФС – расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс страти- графического подраз- деления	Интервал, м		ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ												Температура в конце интервала	
	От (верх)	До (низ)	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			градус	Источ- ник полу- чения
			кгс/см ² на м		Источ ник полу- чения	кгс/см ² на м		Источ ник полу- чения	кгс/см ² на м		Источ ник полу- чения					
			От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q+P	0	100	0	0,101	РФС	0	0,100	РФС	0,183	0,183	РФС	0,207	0,207	РФС	18	РФС
K _{2t} -sn	100	350	0,101	0,101	РФС	0,100	0,100	РФС	0,183	0,183	РФС	0,207	0,207	РФС	18	РФС
K _{1-2al3} -c	350	480	0,101	0,103	РФС	0,100	0,100	РФС	0,183	0,183	РФС	0,210	0,210	РФС	25	РФС
K _{1a} +al	480	700	0,103	0,104	РФС	0,100	0,100	РФС	0,188	0,188	РФС	0,210	0,210	РФС	28	РФС
K _{1nc2}	700	850	0,104	0,104	РФС	0,105	0,105	РФС	0,188	0,188	РФС	0,220	0,220	РФС	35	РФС
K _{1nc1}	850	980	0,104	0,105	РФС	0,105	0,105	РФС	0,188	0,188	РФС	0,220	0,220	РФС	38	РФС
K _{1nc1ar}	980	1000	0,105	0,105	РФС	0,105	0,105	РФС	0,188	0,188	РФС	0,220	0,220	РФС	38	РФС
Pz-I+II	1000	1050	0,105	0,105	РФС	0,105	0,105	РФС	0,188	0,188	РФС	0,220	0,220	РФС	41	РФС
	1050	1150	0,105	0,105	РФС	0,105	0,105	РФС	0,188	0,188	РФС	0,220	0,220	РФС	41	РФС

4.3 Возможные осложнения

Таблица 4.9 – Поглощения бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² •м)		Условия возникновения
	от	до				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₂ t-sn - K ₁ nc ₁	100	900	Частичное	-	да	-	-	При не соблюдение технологии операции

Примечание: При неукоснительном соблюдении технологических требований к качеству и рецептуре промывочных жидкостей осложнения исключаются.

Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Параметры бурового раствора			Время до начала осложнения сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	От (верх)	До (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	Показатель водоотдачи, при которой возможны осыпи и обвалы стенок скважины		
К, Pz	110	1150 (±250)	Глинистый	1,17	10-12	-	Проработка промывка

Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	От (верх)	До (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
Pz-I+II	980	1000	Нефть	0,838	Водопроявления возможно при недостаточной репрессии на пласты при бурении	При СПО и других остановках возможно разгазирование бурового раствора, перелив
	1030	1050	Вода	-		
	1080	1100	Нефть	0,838		
	1130	1150	Вода	-		

Таблица 4.12 – Прихватоопасные

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальнико- образования)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничения на оставление инструмента без движения (да, нет)	Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		Тип раствора	Плотность, г/см ³	Водоот- дача, см ³ /30 мин	Смазы- вающие добавки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K ₁ nc ₂	700	850	Заклинки	Полимер- калиевый	1,30	10-12	Т-80 или нефть	да	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя
Pz-I+II	980	1150 (±250)	Сальнико-образование, заклинки		1,12				

Примечание: При неукоснительном соблюдении технологических требований к качеству и рецептуре промывочных жидкостей осложнения исключаются.

Таблица 4.13 – Текучие породы

Индекс Стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см ³	Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)			
1	2	3	4	5	6
Pz-I+II	980	1150 (+/-250)	-	Поддерживать параметры бурового раствора по проекту. Заслонение бурового раствора согласно проекту.	Несоблюдение параметров бурового раствора

Таблица 4.14 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения.
	От (верх)	До (низ)		
1	2	3	4	5
от К до Pz-I	100	1150 (+/-250)	Желобообразование, кавернообразование, течение солей, размыв стенок скважины, смятие обсадных колонн, осыпи аргиллитов, сужение ствола скважины	Набухание глинистых частиц под воздействием фильтрата бур. раствора или образование толстых глинистых корок против проницаемых пород

4.4 Исследовательские работы

Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал по стволу, м керна		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м Отбор и шлама		Частота отбора шлама через м.	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
Pz	101,6	9	1000	1009	9	Pz	980	1050	Каждые 5 м (в интервале с признаками УВ через 1м)	По результатам ГИС		
	101,6	9	1050	1059	9		1060	1150 (±250м)				

Примечание: Интервалы отбора керна, шлама корректируется геологической службой ЗАКАЗЧИКА по фактически вскрываемому разрезу по данным ГТИ. Отбор образцов керна по 9м при повышенном газопоказании, шлама проводится через каждое 5 метра в интервале от 110м до 1150 (±250)м, каждые 1 метр из интервала начиная от 980 до забоя при признаках нефти и повышенных газопоказаниях.

Таблица 4.16 – Геофизические исследования

Наименование геофизических исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		Примечания
		в интервале, м		
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
ПС, КС, БК, ГК, НГК, АК, КВ, ИК, термометрия, резистивиметрия, ИК, инклинометрия.	1:500	50	750	ГИС под кондуктор проводится с целью контроля за состоянием ствола скважины
ПС, БК, многозондовый индукционный, МБК, МКЗ,КВ (профилеметрия), Микрокаверномер, СГК,ННК,АКШ,ГГКп, КС,ГК, НГК, ВИКИЗ, инклинометрия,фотоэлектрический фактор, термометрия, резистивиметрия.	1:200	750	1150 (±250)	Комплексный анализ данных ГИС по продуктивному разрезу для выявления УВ-насыщенных объектов.
Акустическая цементометрия (АКЦ), СГДТ,ЭМДС-Т, ЛМ.	1:500	50 750	750 1150 (±250)	По завершении проходки очередной секции для определения качества цементного камня за обсадной колонной.
ГК, ЛМ (для привязки), термометрия, резистивиметрия, Термоиндикатор притока (СТИ), монометрия (МН), механическая расходомерия, каротаж (ГГКп, ПЛ).	1:200	750	1150 (±250)	В процессе опробования в интервале продуктивного горизонта
Геолого-технологические исследования (ГТИ) и газовый каротаж (ГК).	1:200	750	1150 (±250)	Станция ГТИ для контроля и определения интервалов с углеводородным насыщением во время буровых работ.

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

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

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	Вид операции (испытание, опробование)	Глубина, м	Количество циклов промывки после проработки	Интервал, м		Количество проб, шт.
				От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
В процессе бурения испытание не предусмотрено						

4.5 Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации

Таблица 4.18 - 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
Pz-I	2	990	1000	970	1020	Цемент, колонна	Передвижная	да	3	3, 5, 7	Раствор - вода – понижение уровня компрессированием	-	1,03-1,1
		1030	1045	1010	1065		Передвижная	да	3	3,5,7	Раствор - вода – понижение уровня компрессированием	-	1,03-1,1
Pz-II	1	1090	1100	1070	1120	Цемент, колонна	Передвижная	да	3	3, 5, 7	Раствор - вода – понижение уровня компрессированием	-	1,03-1,1
		1135	1150	1115	1170	Цемент, колонна	Передвижная	да	3	3, 5, 7	Раствор - вода – понижение уровня компрессированием	-	1,03-1,1

Примечание: Глубина спуска эксплуатационной колонны, интервалы и количество объектов испытания определяются по результатам стандартных скважинных исследований ГИС и ГТИ.

Таблица 4.19 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидropескo-струйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора, шт.	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКГ	Насадки для гидropескo-струйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	Плотность, г/см ³								диаметр, мм	количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Тех. Вода (рассол)	1,06-1,1	10	Кумулятивный	перфоратор типа ПКТ89 (102, 114), ПКО-89 (102, 114) перфоратор типа ПКТ89 (102, 114), ПКО-89 (102, 114)	17	160	1	да	не предусмотрено	
			15								
1			10								
			15								

Примечание: Интервалы и количество испытаний, интервалы установки цементного моста определяются по результатам стандартных скважинных исследований ГИС и ГТИ.

Таблица 4.20 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта

Номер объекта	Название процесса: солянокислотная обработка, установка кислотной ванны, добавление кумулят. Перфор., гидроразрыв пласта гидropескоструйной перфорацией, обработка, закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора, шт.	Плотность жидкости в колонне, г/см ³	Давление на устье, Мпа	Температура закачиваемой жидкости, С ⁰	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типо-размер 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
В процессе испытания при необходимости по решению Заказчика предусмотрена интенсификация притока пластового флюида физико-химическими, теплофизическими, гидромеханическими и другими операциями											

Таблица 4.21 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

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

Таблица 4.22 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта (см.табл.4.18)	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/см ²	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся температура при эксплуатации, °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 эксплуата- ционном объекте	Длина столба газа по вертикали, м	Коэффици- ент сжима- емости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Таблица не несет информации									

Таблица 4.23 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Относится ли объектам, которые (да, нет)		Предусмотрено ли (да, нет)			Для эксплуатационных скважин требуется ли исключить из состава основных работ (да, нет)			Работы по испытанию проводятся в 1, 1.5, 2 или 3 смены	Требуется ли двукратное применение работ после интенсификации притока (да, нет)
			Шаблони- рование обсадной колонны	Для эксплуатационных скважин		Вызов притока в нагнетательной скважине	Гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	Освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования		
	При мощности до 5 м представл ены пропласт ками	При мощности до 6м имеют подошвен ную воду		Задавка скважин через НКТ	Использо- вание норм по ССНВ для эксплуатацио нных скважин					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Таблица не несет информации										

Примечание: Решение по проведению работ будет приниматься по результатам бурения.

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 5.1 - Характеристика и устройство направления

Характеристика трубы					Стандарт на изготовление	Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, м	Длина, м	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Масса, т		
1	2	3	4	5	6	7
Устройство шахты размером 2х2х1,5 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10 мм.						

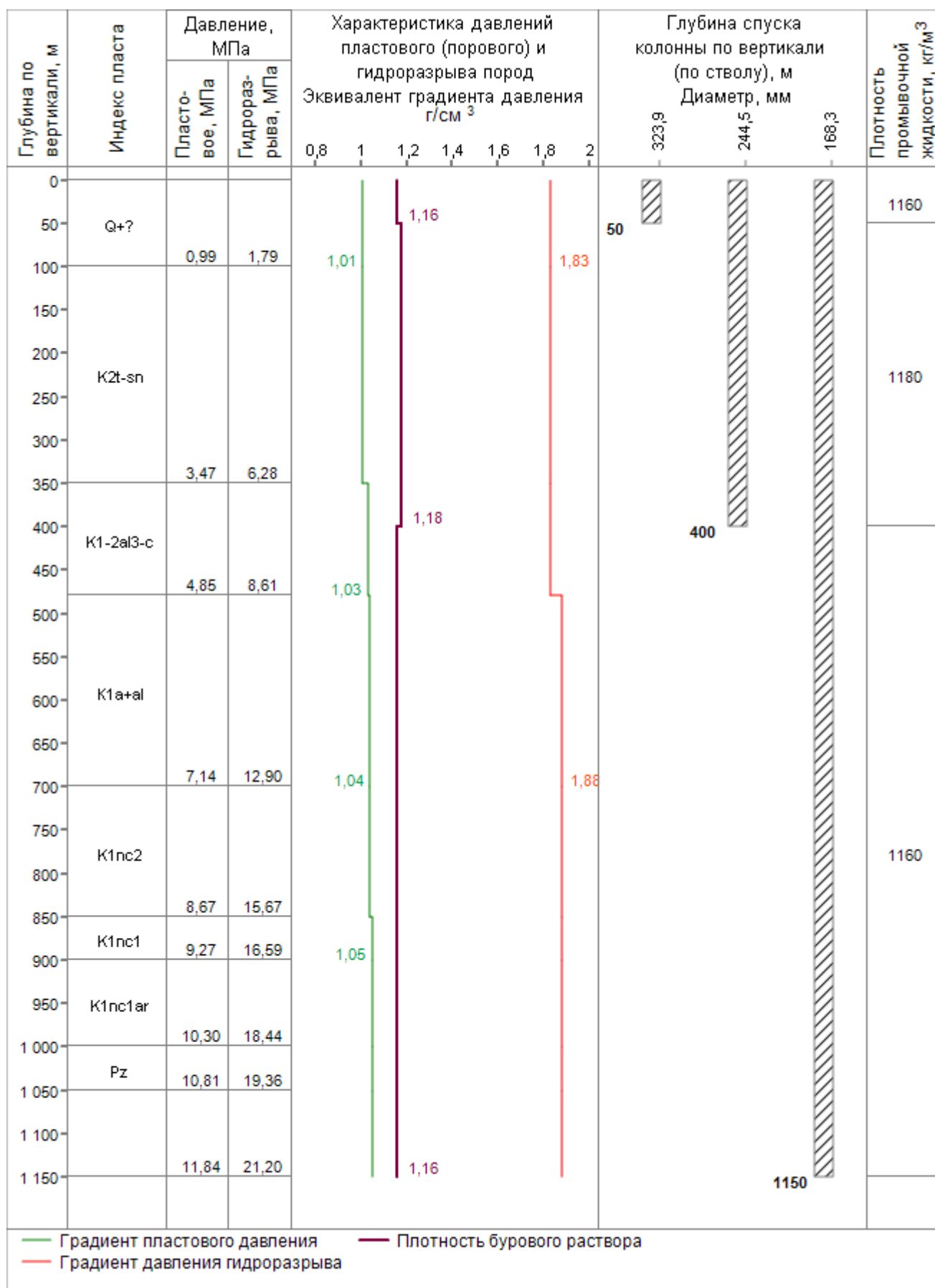


Рис 5.1 - Совмещенный график давлений

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны или открытый ствол	Интервал по стволу скважины, м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	Количество раздельно спускаемых частей колонны	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость спуска колонны в один прием или секциями, установки надставки, смены или поворота секции
		От (верх)	До (низ)					От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор Ø323,9мм	0	50	393,7	0	1	1	0	50	Перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО.
2	Тех. колонна Ø244,5мм	0	400	295,3	0	1	1	0	400	Создание надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины, установка противовыбросового оборудования (ПВО).
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	0	1150(±250)м	215,9	0	1	1	0	1150	Испытание и эксплуатация продуктивных горизонтов.

Примечание: Глубина установки башмака эксплуатационной колонны будет уточняться геологической службой Заказчика по результатам ГИС.

Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Раздельно спускаемые части												
	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска (табл. 5.2, гр.8)	Количество частей	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	Максимальный наружный диаметр соединения,	Интервал установки труб с заданным типом соединения	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	323,9	0	50	9,5	1	1	ОТТМ	351	0	50
2	1	1	1	244,5	0	400	8,94	1	1	Батресс	270	0	400
3	1	1	1	168,3	0	1150 (±250)м	7,32	1	1	Батресс	188	0	1150

Примечание: Возможна замена обсадных труб всех размеров и типов резьбовыми соединением на более прочные по усмотрению Заказчика.

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

№№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка действий буровой бригады в случае возможных газонефтеводопроявлений
2	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 4 раза в месяц и ежесменные перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка работоспособности ПВО
3	Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине: - запрещается продолжение углубления скважин при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (см. табл. 1.9.8); - строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора (см. табл. 1.7.1); - с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 1.7.1. 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. 1.7.1).	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	Для обеспечения безаварийной работы при бурении скважины необходимо руководствоваться следующими документами: [1],. При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия:	

	— Обеспечение систематического контроля показателей свойств бурового раствора и поддержание их согласно требованиям ГТН. — Обеспечение буровой (до начала бурения) следующим минимумом ловильного инструмента, соответствующего размерам скважины и применяемым бурильным трубам и УБТ: колокол с воронкой, метчик, магнитный фрезер. Ловильный инструмент должен быть исправлен, смазан и иметь соответствующие переводники под бурильные трубы. На каждый ловильный инструмент необходимо иметь эскизы с указанием размеров. — Перед спуском долот в скважину бурильщик обязан проверить диаметр долота, состояние присоединительной резьбы, сварных швов, люфт шарошек. — Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером сработки предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом. — Немедленно начать подъем инструмента при резком падении механической скорости в 2,5–3 раза за последние 15–20 минут бурения. — Запрещается крепление долот ротором. — В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, наверхнуть ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота. — Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой). — Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах. — Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, недопуская превышения установленной величины с помощью моментомера. В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы. — При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. — В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой. — При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку. — Все резьбовые соединения УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
--	--	---

	— Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. — Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонны бурильных труб должна быть поднята. — В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки. — Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено: — применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО; — контроль параметров — кривизны и азимута с помощью интегрированной анализирующей системы для бурения MWD;	
5	Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов. В целях предупреждения газонефтеводопроявлений при бурении скважины необходимо руководствоваться: [1]. Признаками начала газонефтеводопроявлений в бурящихся скважинах являются: — повышение расхода (скорости) восходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной производительности буровых насосов; — выход на поверхность части (пачки) бурового раствора, насыщенного газом, нефтью или пластовой водой во время промывки скважины— увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях при циркуляции; — перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции; — увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб; — уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб. В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины;	Предупреждение газонефтеводопроявлений

	— плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту; — условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта; — При бурении в продуктивной части разреза иметь запас бурового раствора на поверхности в двух кратном объеме скважины согласно с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355; — буровая должна быть оснащена механизмом (дегазатором) для дегазации бурового раствора и приборами контроля концентрации газа в буровом растворе. Вскрытие продуктивных горизонтов при неисправном дегазаторе запрещается; — устье скважины должно быть оборудовано ПВО в соответствии с утвержденной схемой. Перед подъемом бурильной колонны из скважины со вскрытыми продуктивными горизонтами необходимо тщательно промыть скважину (не менее 1 цикла) и выровнять буровой раствор с доведением его показателей свойств до норм, установленных техническим проектом, промывку производить с периодическим вращением бурильного инструмента. Устье скважины должно быть оборудовано приспособлением для долива. При подъеме инструмента из скважины производить непрерывный долив бурового раствора, поддерживая его уровень у устья скважины. Для непрерывного долива необходимо установить емкость объемом 20–25 м³ под буровой раствор, используемый для долива скважины. Запрещается производить подъем бурильного инструмента из скважины при наличии сифона или поршневания. При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины. При длительных простоях (более 15 суток) бурящейся скважины вскрытые продуктивные горизонты должны быть изолированы цементным мостом. При появлении признаков газонефтеводопроявления необходимо принять экстренные меры в соответствии с действующими инструкциями, немедленно сообщить руководству буровой организации. В случае вынужденных простоев бурильная колонна должна быть спущена до башмака последней обсадной колонны и устье скважины герметизировано превентором. При этом необходимо производить периодическую промывку	
--	---	--

	скважины со спуском бурильных труб до забоя. Периодичность промывок определяется технологической службой. В проекте предусмотрено: — организовать службу супервайзера на буровой; — службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора; При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения, обеспечивающего углубление скважины	
6	Поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах по всему стволу скважины.	Осыпи и обвалы
7	Дополнительная промывка скважины перед наращиванием бурильного инструмента и перед подъемом долота в интервалах осыпей и обвалов стенок скважины.	Осыпи и обвалы, прихватоопасные зоны
8	Проведение контрольных СПО в интервалах прихватоопасных зон через каждые 50-100м (в зависимости от состояния ствола скважины) на длину бурильной трубы (или свечи) с последующей проработкой этих зон.	Прихват бурильного инструмента

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю скважин

Интервал установки погружных насосов, м		Максимально-допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град / 100м	максимально-допустимый в интервале его увеличения	при входе в продуктивный пласт	
					минимально-допустимый	максимально-допустимый
1	2	3	4	5	6	7
Скважина вертикальная						

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. Основными проблемами при бурении скважин могут быть:

- поглощение (полное или частичное) бурового раствора в процессе бурения;
- осыпи и обвалы, кавернообразование;
- прихватоопасность;
- нефтепроявления.

Решения:

- для недопущения поглощений бурового раствора, которые могут быть при бурении продуктивных отложений, необходимо вести строгий контроль за его плотностью, реологическими показателями и уровнем раствора в рабочих емкостях;

- в случае возникновения поглощений, необходимо в раствор вводить комбинированные наполнители;

- для недопущения нефтегазопроявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем раствора в рабочих емкостях;

- с целью предупреждения осыпей стенок скважины, кавернообразования и прихватов буровой колонны, необходимо использовать ингибированные системы буровых растворов.

- Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин.

- В процессе бурения и промывки скважины параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью - плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной фазы, pH, СНС1/10 и реологические показатели (эффективная вязкость и динамическое сопротивление сдвига) – каждые 4 часа. При разбуривании газовых горизонтов плотность бурового раствора, выходящего из скважины, и после дегазатора измеряется через каждые 5 минут, остальные показатели с периодичностью, указанной выше. При отсутствии на буровой газокаротажной станции два раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Параметры бурового раствора записываются в журнале.

Плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервалах совместимых условий бурения определяется из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) на величину:

1) 10-15% - для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²);

2) 5-10% - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500м включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см²);

3) 4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см²).
Контроль качества и подготовка бурового раствора.

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения скважины и методы их устранения, необходимо обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора. Для этого все основные параметры (таблица 7.1.) должны измеряться 3-4 раза в сутки, кроме плотности, замеряемой через 10-15 минут (при нефтегазопроявлениях через 5 минут) и условной вязкости (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ), через 10-15 минут. Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки его и регулирования содержания в нем твердой фазы. При использовании ингибированных систем бурового раствора вибросита должны быть оснащены сетками, соответствующими вскрытому разрезу. Правильное использование системы очистки бурового

раствора от выбуренной породы позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров и позволит сократить затраты на его обработку (минимальное разбавление).

Перечень оборудования по очистке бурового раствора от выбуренной породы представлен в таблице 7.7.

Расчетные объемы раствора для интервалов приведены в таблице 7.4.

Обоснование плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора по интервалам бурения определена исходя из горно-геологических условий бурения скважины и опыта бурения ранее пробуренных скважин.

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot \kappa_{н.д.} \cdot \kappa_{пр.ср.},$$

где $\kappa_{н.д.}$ – наибольший градиент пластового давления в интервале (табл. 4.8, геологической части проекта);

$\kappa_{пр.ср.}$ – коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым или поровым (в расчёт принимается большее значение из этих двух давлений).

Интервал 0 – 50 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot 0,101 \cdot (1,1 \div 1,15) = 1,11 \div 1,16 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,11-1,16 г/см³. С учётом необходимости стабилизации стенок скважины и в то же время минимизации риска поглощения в верхний отложений, для расчёта принимаем оптимальную плотность бурового раствора 1,16 г/см³.

Интервал 50 – 400 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot 0,103 \cdot (1,1 \div 1,15) = 1,12 \div 1,18 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,12-1,18 г/см³. С учётом необходимости стабилизации стенок скважины и в то же время минимизации риска поглощения в верхний отложений, для расчёта принимаем оптимальную плотность бурового раствора 1,18 г/см³.

Интервал 400 – 1150(+/-250) м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot 0,105 \cdot (1,05 \div 1,11) = 1,10 \div 1,16 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,10-1,16 г/см³. С учётом необходимости стабилизации стенок скважины и в то же время минимизации риска поглощения в верхний отложений, для расчёта принимаем оптимальную плотность бурового раствора 1,16 г/см³.

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	1мин	10 мин				Коллоидной (активной) части	Песка	Всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глинистый	0	50	1,11-1,16	60-70	9-10	8-20	10-30	Полимерные недиспер- гирующие	<5	<5	9-10	-	-	-
Ингибированный полимеркалиевый	50	400	1,12-1,18	55-65	7-8	10-20	30-40	Полимерные недиспер- гирующие	<2	<2	8-9	-	25-30	70-80
Ингибированный полимеркалиевый	400	1150 (±250)м	1,10-1,16	55-65	5-6	20-25	40-50	Полимерные недиспер- гирующие	<2	<2	8-9	3	25-30	70-80

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковыми долевыми 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	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	50	Глинистый	1,11-1,116	Да	Бентонит Каустическая сода Кальцинированная сода Разжижитель Вода техническая	2,6 2,13 2,53 1,12 1,03	в/с в/с в/с в/с -	50 2 2 7 515
2	50	400	Ингибированный полимеркалийевый	1,12-1,18	Нет	Полимер "РАС R/L" Полимер "JT-888" Полианионная целлюлоза низковязкая Ксантановая биополимер Разжижитель Каустическая сода Кальцинированная сода Смазывающая добавка Пеногаситель Модифиц. крахмал Хлористый калий KCL Вода техническая	1,60 1,40 1,5 1,5 1,12 2,13 2,53 0,85 1,0 1,45 1,98 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с -	3 3 3 2 7 2 2 12 0,7 3 15 210

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	400	1150	Ингибированный полимеркалийевый	1,10-1,16	Нет	Полимер "РАС R/L"	1,60	в/с	3
						Полимер "JT-888"	1,40	в/с	3
						Полианионная целлюлоза низковязкая	1,5	в/с	3
						Ксантановая биополимер	1,5	в/с	2
						Разжижитель	1,12	в/с	7
						Каустическая сода	2,13	в/с	2
						Кальцинированная сода	2,53	в/с	2
						Смазывающая добавка	0,85	в/с	10
						Пеногаситель	1,0	в/с	0,7
						Модифиц. крахмал	1,45	в/с	3
						KCL- хлористый калий	1,98	в/с	15
						Вода техническая	1,03	-	180

Примечание: В процессе бурения допустимо изменение плотности БР для поддержания стабильности стенок, для сохранения устойчивости ствола и предотвращения загрязнения призабойной зоны скважин с использованием различных методов обработки буровых растворов.

Таблица 7.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка

Интервал, м		Коэфф-т запаса раствора на поверх- ности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м³/м) и его компонентов (кг/м³) на интервале			Потребность в буровом растворе (м³) и его компонентах (кг)		
От (верх)	До (низ)			Вели- чина	Источ- ник	Попра- вочный коэфф-т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммар- ная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	50	0,5	Глинистые раствор	1,0	Расчет		20	30	50
			Бентонит	50	- // -	1,0	1000	1500	2500
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	40	60	100
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	40	60	100
			Разжижитель	7	- // -	1,0	140	210	350
			Вода техническая	515	- // -	-	10300	15450	25750
50	400	1,0	Ингибированный полимеркалийевый	0,77	Расчет		80	270	350
			Полимер" PAC R/L"	3	- // -	1,0	240	810	1050
			Полимер " JT-888"	3	- // -	1,0	240	810	1050
			Полианионная целлюлоза низковязкая	3	- // -	1,0	240	810	1050
			Ксантановая биополимер	2	- // -	1,0	160	540	700
			Разжижитель	7	- // -	1,0	560	1890	2450
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	540	700
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	540	700
			Смазывающая добавка	10	- // -	1,0	800	2700	3500
			Пеногаситель	0,7	- // -	1,0	56	189	245
			Модифиц. крахмал	3	- // -	1,0	240	810	1050
			Хлористый калий KCL	15	- // -	1,0	1200	4050	5250
			Вода техническая	210	- // -	-	16800	56700	73500
400	1150	1,0	Ингибированный полимеркалийевый	0,9	Расчет		80	670	750
			Полимер" PAC R/L"	3	- // -	1,0	240	2010	2250
			Полимер " JT-888"	3	- // -	1,0	240	2010	2250
			Полианионная целлюлоза низковязкая	3	- // -	1,0	240	2010	2250
			Ксантановая биополимер	2	- // -	1,0	160	1340	1500
			Разжижитель	7	- // -	1,0	560	4690	5250
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1340	1400
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1340	1400
			Смазывающая добавка	10	- // -	1,0	800	6700	7500

		Пеногаситель	0,7	- // -	1,0	56	469	525
		Модифиц. крахмал	3	- // -	1,0	240	2010	2250
		KCL- хлористый калий	15	- // -	1,0	1200	10050	11250
		Вода техническая	315	-	-	25200	211050	236250

Примечание:

- Для приготовления и обработки бурового раствора могут быть использованы аналоги химических реагентов

Таблица 7.4- Потребность в воде и компонентах для обработки бурового раствора при разбурировании цементных стаканов

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	№ раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	№ ступени цементир ования	Название компонентов для обработки раствора	Плотность , г/см3	Норма расхода на обработку 1м3 раствора, кг/м3	Количество, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Разбуривание башмака в Ø323,9мм кондукторе	1	1	Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)	2,5	2	86,0
2	Разбуривание башмака в Ø244,5мм техническая колонна	1	1	Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)	2,5	2	143,5

Примечание: Перед спуском обсадных колонн буровой раствор обрабатывается смазочными добавками типа Т-80 или Lube 167.

Таблица 7.6 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора в интервале, тн			Суммарная на скважину, тн
		0-50м	50-400м	400-1150м	
1	2	3	4	5	6
Бентонит - структурообразователь	ГОСТ 25796-83	2,500	-	-	2,500
Каустическая сода - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	0,1	0,70	1,4	2,2
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	0,1	0,70	1,4	2,2
Разжижитель – понизитель вязкости	API	0,350	2,45	5,25	8,05
Полимер "РАС R/L"- понизитель фильтрации	API	-	1,05	2,25	3,3
Полимер "JT-888"- регулирование фильтрации	API	-	1,05	2,25	3,3
Ксантановой смолы - понизителя водоотдачи	API	-	0,7	1,5	2,2
Модифицированный крахмал – регулирование фильтрации	API	-	1,05	2,25	3,3
WO Defoam – пеногаситель	API	-	0,245	0,525	0,77
KCL - хлористый калий	ТУ 2152-018-00203-95	-	5,25	11,25	16,5
Вода техническая	местные	25,750	73,500	236,25	309,75

Рекомендации: • Содержание KCl в фильтрате бурового раствора не менее 3%, в случае интенсивных осыпей, содержание KCl увеличить до 10%.

- «RHODOPOL-23P» - является биополимером ксантановой смолы высокоочищенный с высокой молекулярной массой, использующийся в качестве понизителя водоотдачи и стабилизации реологических параметров всех типов буровых растворов наводной основе и обеспечить удерживающую и выносящую способность.

Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Кол-во, шт.	Использование очистных устройств		
			Ступенчатость: 1-Вибросито: 2-1+ пескоотделитель: 3- 2+илоотделитель	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Буровая установка ZJ-30					
Вибросито	Derrick ZPTS-II	2	1 – вибросито	0	1150
Пескоотделитель	ZCQ1300x2	1	2 – 1 + пекоотделитель	50	1150
Илоотделитель	ZCQ1100x2	1	3 – 2 + илоотделитель	400	1150
Ваккумный дегазатор	ZCQ-240	1		0	1150
Гидроворонки	СГМ	1		0	1150
Буровая установка ZJ-40					
Вибросито	Derrick ZPTS-II	2	1 – вибросито	0	1150
Пескоотделитель	ZCQ1300x2	1	2 – 1 + пекоотделитель	50	1150
Илоотделитель	ZCQ1100x2	1	3 – 2 + илоотделитель	400	1150
Ваккумный дегазатор	ZCQ-240	1		0	1150
Гидроворонки	СГМ	1		0	1150

Примечания

1. Буровая установка должна быть оснащена минимум двумя виброситами. Иметь в наличии запас сеток для вибросит от 40 до 200 меш.
2. Возможно использование оборудования другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
От (верх)	До (низ)				Осевая нагрузка, тс	Скорость вращения ротора, обор/мин.	Расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	50	Бурение	ВП, роторное	2	5-10	90-100	32-36	5-15
50	400	Бурение	ВП, роторное	3	8-12	90-100	28-35	10-12
400	1150	Бурение под 168,3 мм колонну, проработка	ВП, роторное	4	10-12	90-100	28-32	5-8
980	1150	Отбор керна	Роторное	5	4-5	50-60	15-18	3-2

Примечание: Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком.

Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								
	Номер по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика			Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, тн	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Интервал бурения от 0 до 50м									
2	1	Долото III Ø393,7мм	0,00	393,7	0,5	150	-	-	Разрушение
	2	УБТС1-203,2мм	0,5	203,2	9,5	2042,5	-	-	Нагрузка
	3	КЛС Ø393,7мм	10,0	393,7	1,1	327	-	-	Калибрование
	4	УБТС1-203,2мм	11,1	203,2	19,0	4085	-	-	Нагрузка
	5	УБТС1-177,8мм	30,1	177,8	19,0	2964	49,1	9,56	Нагрузка
Интервал бурения от 50 до 400м (с ВП, роторным способом)									
3	1	Долото III Ø295,3мм	0,00	295,3	0,45	75,0	-	-	Разрушение
	2	УБТС1-203,2мм	0,45	203,2	9,0	1935,0	-	-	Нагрузка
	3	КЛС Ø295,3мм	9,45	295,3	1,1	270	-	-	Калибрование
	4	УБТС1-203,2мм	10,55	203,2	18,0	3870	-	-	Нагрузка
	5	КЛС Ø295,3мм	28,55	295,3	1,1	270	-	-	Калибрование
	6	УБТС1-178,8мм	29,65	177,8	35,0	5460	-	-	Нагрузка
	7	УБТ-165,1мм	64,65	165,1	18,0	2642,4	-	-	Нагрузка
	8	Ясс (6 1/2" JAR) Ø165,1 мм	82,65	165,1	9,45	1250	-	-	Ликвидация прихватов
	9	УБТ-165,1мм	92,1	165,1	9,0	1321,2	-	-	Нагрузка
	10	ТБТ-127мм	101,1	127,0	27,0	2011,5	128,1	19,0	Нагрузка

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Интервал бурения от 400 до 1150м (с ВП, роторным способом)									
4	1	Долото PDC Ø215,9мм	0,00	215,9	0,35	40		-	Разрушение
	2	УБТС1-177,8мм	0,35	177,8	9,5	1482	-	-	Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø215,9мм	9,85	215,9	1,55	217	-	-	ОЦЭ
	4	УБТС1-177,8мм	11,4	177,8	19,0	2964	-	-	Нагрузка
	5	Стабилизатор Ø215,9мм	30,4	215,9	1,55	217	-	-	ОЦЭ
	6	УБТ-165,1мм	31,95	165,1	40,0	5872			Нагрузка
	7	Ясс (6 1/2" JAR) Ø165,1 мм	71,95	165,1	9,45	1250			Для ликв.прихвата
	8	УБТ-165,1мм	81,4	165,1	9,5	1394,6			Нагрузка
	9	ТБТ-127мм	90,9	127,0	65,0	4842,5	155,9	18,28	Нагрузка
Интервал отбора керна от 980 м до 1150 м									
5	1	Бур.головка Ø215,9 мм	0,00	215,9	0,28	41,7			Разрушение
	2	Керноотборочный снаряд-101,6мм	0,37	171,4	9	467,0			Отбор керна
	3	УБТ-165,1мм	9,87	165,1	38,00	5578,4			Нагрузка
	4	Ясс (6 1/2" JAR) Ø165,1мм	47,87	165,1	4,30	800,00			Против прихвата
	5	ТБТ-127мм	52,17	127	19,00	1407,14	81,58	8,86	Нагрузка

Примечание:

- Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и изменение элементов КНБК на аналогичные, имеющиеся в наличии или по желанию Заказчика- Допускается использование долот других фирм-производителей.

Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работы по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервале, шт (для УБТ комплектов)
		От (верх)	До (низ)	величина, м	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
III 393,7 код по IADC (115)	Бурение, проработка	0	50	120	Временные нормы на механическое бурение	0,4
Калибратор 393,7 мм	Бурение, проработка	0	50	550		0,1
III 295,3 (код по IADC 537)	Бурение, проработка	50	400	200		1,75
КЛС Ø 295,3мм	Бурение, проработка	50	400	630		1,8
215,9 PDC	Бурение, проработка	400	1150	200		3.75
Стабилизатор 215,9 мм	Бурение, проработка	400	1150	450		1,6
Бур.головка Ø215,9мм	Отбор керна	980	1150	18		2,0

Примечание:

- Тип используемых долот, объемных двигателей при необходимости может быть изменен.
- Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола скважины.

Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ или ТУ на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт.			Масса по Типоразмеру или шифру, кг
			Для проработки ствола	Для бурения, расширки и отбора керна	По типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Кондуктор Ø323,9 мм	Долото Ø393,7 мм	ТУ 26-02-874-80	-	0,4	1,0	150
	Калибратор Ø393,7 мм	ТУ 26-02-0963-83	-	0,1	1,0	327
Техническая Ø244,5 мм	Долото Ø295,3мм	ТУ 26-02-874-80	-	1,75	2,0	150
	Калибратор Ø295,3 мм	ТУ 26-02-0963-83	-	1,8	2,0	540
Эксплуатационная Ø168,3 мм	Долото Ø215,9 мм	ТУ 26-02-874-80	-	3.75	4,0	140
	ВЗД 172мм	Импортные	-	1,6	2,0	2100
	Стабилизатор Ø215,9мм	стандартам API	-	2,0	2,0	434
	Бур.головка Ø215,9мм	ТУ 26-02-874-80		2,0	2,0	83,4

Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, в метрах	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ	127,0	9,19	G-105	NC-50(4-1/2"IF)	1150	есть

Примечание: Бурильные трубы могут изменяться на аналогичные любые производства по размерам и марок сталей в зависимости от имеющихся в наличии или по желанию Заказчика при условии соблюдения расчетных показателей.

Таблица 8.6 - 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, тн		КЗП трубы на	
	От (верх)	До (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая учетом КНБК	статической прочности	Выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	0	50	50	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	-	-	-	-	-
Бурение	0	400	400	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	571,9	19,16	38,16	>1,45	>1,9
Бурение	0	1150	1150	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	1044,1	34,98	53,26	>1,45	>1,9

Примечание: Допускается использование бурильных труб других диаметров при условии соблюдения установленных норм запаса прочности и выносливости.

Таблица 8.7 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент, кН * м		
					минимальный	оптимальный	максимальный
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурильные трубы:							
127,0	9,19	G-105	NC-50(4-1/2"IF)	-	27,1	28,49	29,9
127,0	25,4	G-105	NC-50	168,28	37,4	39,3	41,3
УБТС (Утяжеленные бурильные трубы сбалансированные):							
203,2	61,50	40ХГМА	3-161	203,0	68,6	72,0	75,6
177,8	49,0	4145Н	3-133	178,0	42,9	45,0	47,3
165,1	46,85	AISI 1340	3-122	165,1	37,7	39,6	41,6

Таблица 8.8 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, тн		
	от (верх)	до (низ)	Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочн.) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения (присоединения резьбы)		Теоретическая	С плюсовым допуском	С нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор Ø323,9 мм	0	50	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	-	-	-	-
			УБТС1	203,2	40ХГМА	61,50	3-161	28,5	6,13	6,43	6,75
			УБТС1	177,8	4145Н	49,0	3-133	19,0	2,96	3,11	3,26
Техническая Ø244,5 мм	0	400	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	571,9	19,16	20,11	21,12
			УБТС1-203,2	203,2	40ХГМА	61,50	3-161	27,9	5,99	6,29	6,48
			УБТС1-177,8	177,8	4145Н	49,0	3-133	35,0	5,46	5,73	6,01
			УБТ -165,1	165,1	AISI 1340	46,85	3-122	28,0	4,11	4,31	4,53
			ТБТ 127	127,0	G-105	25,4	NC-50	27,0	2,01	2,11	2,21
Эксплуатационная Ø168,3 мм	0	1150	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	1044,1	34,98	36,73	38,56
			УБТС1-177,8	177,8	4145Н	49,0	3-133	9,5	1,48	1,55	1,63
			УБТ -165,1	165,1	AISI 1340	46,85	3-122	49,0	7,19	7,55	7,93
			ТБТ 127	127,0	G-105	25,4	NC-50	65,0	4,84	5,08	5,33

Примечание: Скорость спуска, бурильного инструмента ограничивается величиной 0,3-0,4 м/сек., с учетом допустимого колебания гидродинамического давления. Циркуляцию бурового раствора необходимо осуществлять после вращения бурильной колонны.

Таблица 8.9 - Оснастка талевой системы

Интервал по стволу		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М x К	
От (верх)	До (низ)		М	К
0	1150	Бурение, расширка, спуск обсадных колонн	5	6

Примечание: Силовые агрегаты в комплекте с турботрансформаторами и КПП обеспечивают автоматически заданный крутящий момент на подъемном валу буровой лебедки, оптимальную грузоподъемность и скорость спускоподъемных операций.

Таблица 8.10 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производи- тельность насосов на интервале, л/сек
От (верх)	До (низ)				Коэффи- циент исполь- зования гидрав- лической мощности	Диаметр цилинд- ровых штулок, мм	Допусти- мое давление, МПа	Коэффи- циент напол- нения	Число двой-ных ходов в минуту	Произво- дитель- ность, л/сек	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	50	Бурение промывка, проработка	F-1000	2	0,9	170	23,5/19,3	0,85	140	25,2	50,4
50	400	Бурение промывка, проработка	F-1000	2	0,9	170	23,5/19,3	0,85	140	25,2	50,4
400	1150	Бурение промывка, проработка	F-1000	2	0,9	160	27,5/22,3	0,85	140	23,2	46,4

Таблица 8.11 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м	Вид	Давление на	Потери давлений (кгс/см²) для конца интервала в:
-------------	-----	-------------	--

От (верх)	До (низ)	технологической операции	стояке в конце интервала, кгс/см ²	Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространств е	Обвязке буровой установки
				Долоте (насадках)	Забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	50	Бурение промывка, проработка	63,1	12,0	-	40,3	0,8	10,0
50	400	Бурение промывка, проработка	67,2	18,0	-	35,8	3,4	10,0
400	1150	Бурение промывка, проработка	168,9	28,0	54,0	61,3	15,2	10,4

Таблица 8.12 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Наи мень шая скор ость		Схем а пром ывки доло	Диам етр сопл	Гидромониторные насадки	Скорость	Мощность,
-------------	--	------------------------------------	--	-----------------------------------	---------------------	----------------------------	----------	-----------

От (верх)	До (низ)	Вид технологической операции		Удельный расход, л/с х см ²			Кол-во, шт	Диаметр, мм	истечения, м/с	срабатываемая на долоте, л.с.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	50	Бурение, промывка, проработка	0,48	0,043	Периферийная	-	3	15,7	110	518,2
50	400	Бурение, промывка, проработка	0,61	0,059	Периферийная	-	3	12,3	94,0	441,7
400	1150	Бурение, промывка, проработка	0,96	0,083	Периферийная	-	5	9,53	75,0	305,4

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с «Инструкцией по подготовке обсадных труб к спуску скважин» [34], «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность» [30] и с учетом рекомендаций фирм-поставщиков, если не противоречат нормам и правилам РК.

9.1 Расчет обсадных колонн

Расчет обсадных труб произведен, согласно действующей «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» [28], по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Прочностные характеристики обсадных труб приняты для отечественных обсадных труб по стандарту АНИ. Допустимые избыточные наружные давления для обсадных труб определены с учетом растягивающих нагрузок при двухосном нагружении.

Обсадные трубы завозятся на буровую, согласно расчетам и с учетом запаса. Возможно применение других труб-аналогов, соответствующих данному проекту или условиям в скважине.

9.2 Выбор обсадных труб

В соответствии с проектными условиями эксплуатации обсадных колонн, расчетными давлениями и осевыми нагрузками, а также с учетом опыта строительства и испытания существующих скважин приняты для соединений для соединений соединений ОТТМ марки стали «Д» по ГОСТ632-80 и Батресс, марка стали «К-55» по стандарт API.

Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета обсадных колонн

№№ п/п	Наименование	Конструкция скважины, мм		
		323,9	244,5	168,3
1	2	4	5	6
1	Расстояние от устья скважины, м - до башмака колонны - до уровня цементного раствора за колонной - до пласта с возможным проявлением - до башмака предыдущей колонны	50 0 - 0	400 0 - 50	1150 0 - 400
2	Тип соединения	ОТТМ	Батресс	Батресс
3	Удельный вес, г/см ³ - Плотность опрессовочной жидкости $\rho_{\text{опр.}}$, кг/м ³ - Плотность продажной жидкости $\rho_{\text{пр.}}$, г/см ³ - Плотность цементного раствора $\rho_{\text{ц.р.}}$, г/см ³ (на интервале, м) - Плотность флюида при НГВП, г/см ³	- 1,16 1,85 -	- 1,18 1,85 -	1,03 1,16 1,80/1,88 0,83
4	Пластовое давление у башмака колонны $P_{\text{пл.Л.}}$, МПа	0,51	4,12	12,1
5	Коэффициент запаса прочности на: - на избыточное наружное давление - на избыточное внутреннее давление - на растяжение тело трубы	1,1 1,15 1,75	1,1 1,15 1,75	1,1 1,15 1,75

Таблица 9.2 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

№ колонны в порядке спуска	№ раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки (да, нет)			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		Допустима ли поэтапная опрессовка	Рекомендуется ли вести расчет наружного давления по:		Краткое название тип, шифр	Плотность бурового раствора, г/см3	
			Пластовому давлению	Столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	Нет	Да	Нет	Буровой раствор	1,18	-
2	1	Нет	Да	Нет	Буровой раствор	1,16	-
3	1	Нет	Да	Нет	Техническая вода	1,03	-

Таблица 9.3 - 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	Масса, кг	
1	2	3	4	5	6	7
Ø323,9	Импортная	ОТТМ	Д	9,5	76,1	ДА
Ø244,5	Импортная	Батресс	К-55	8,94	53,3	ДА
Ø168,3	Импортная	Батресс	К-55	7,32	29,7	ДА

Примечания: Допускается использование обсадных труб других типов, по качествам и прочностным характеристикам не уступающие предложенным обсадным трубам.

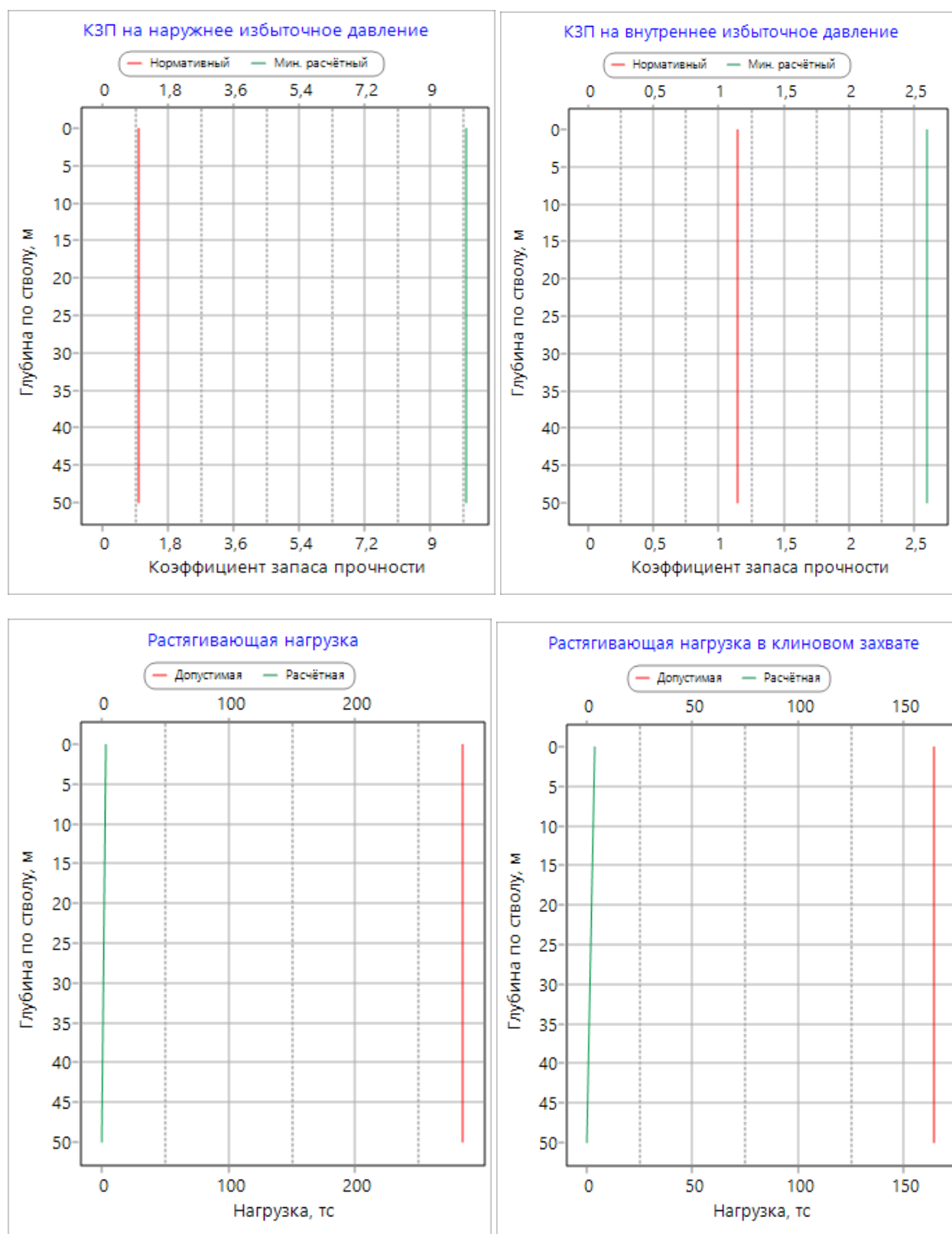


Рис. 9.1 - Эпюры избыточных давлений для колонны диаметром Ø323,9мм

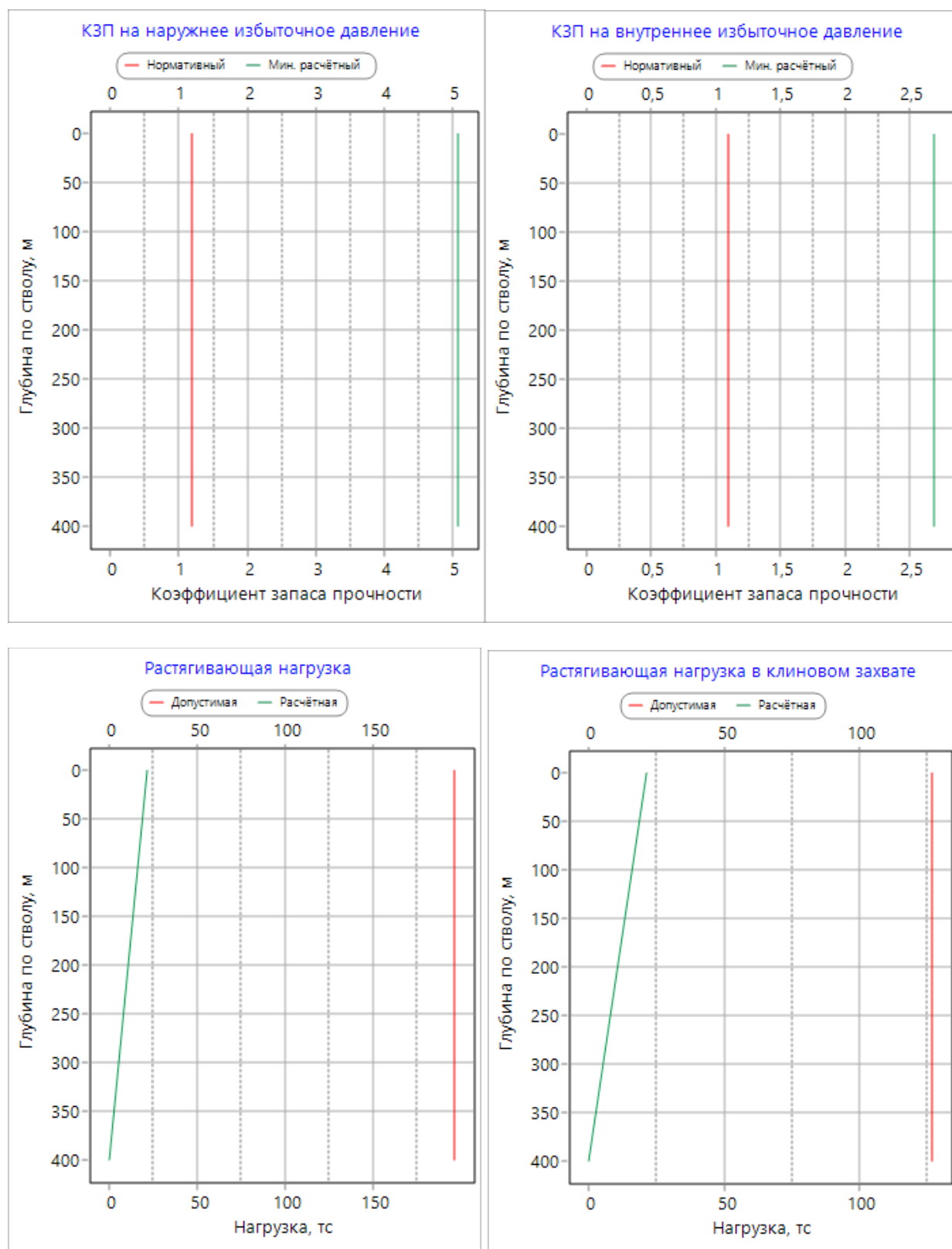


Рис. 9.2 - Эпюры избыточных давлений для колонны Ø244,5мм

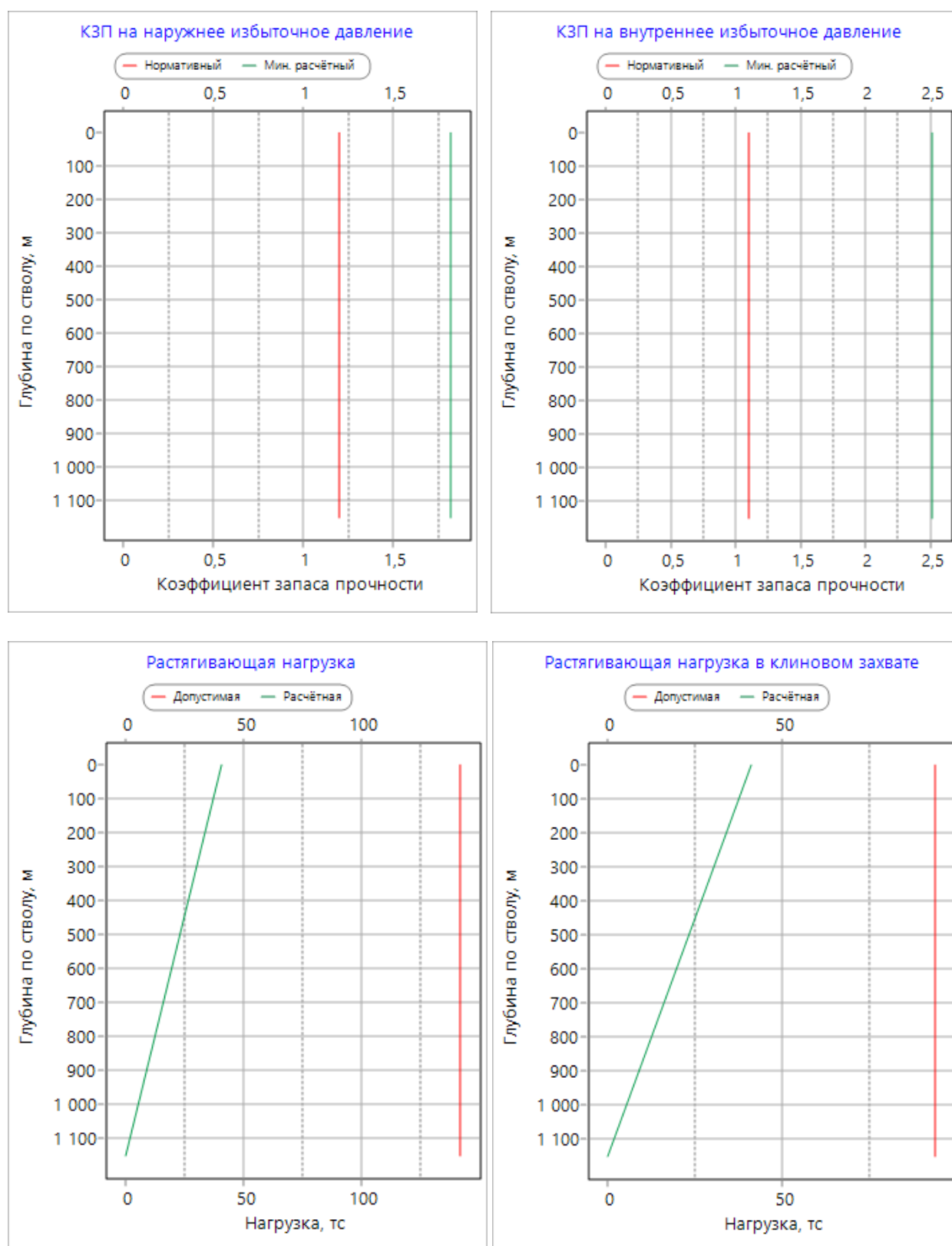


Рис. 9.3 - Эпюры избыточных давлений для колонны Ø168,3мм

Таблица 9.4 - Параметры обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равно прочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, тн	Нарастающая масса, тн	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности на		
			От (верх)	До (низ)				Номинальный наружный диаметр , мм	Код типа соединения	Марка (группа прочности) материала труб	Толщина стенки, мм	Избыточное давление		Растяжение
												Наружное	Внутреннее	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2	1	1	0	50	50	3,805	3,805	323,9	ОТТМ	Д	9,5	>10	2,6	>10
3	1	1	0	400	400	21,320	21,320	244,5	Батресс	К-55	8,94	5,07	2,69	>10
4	1	1	0	1150	1150	34,155	34,155	168,3	Батресс	К-55	7,32	1,83	2,51	6,028

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80; условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным допуском
1	2	3	4	5
ОТТМ	323,9 x 9,5 Д	3,805	3,995	4,195
Батресс	244,5 x 8,94 К-55	21,320	22,386	23,505
Батресс	168,3 x 7,32 К-55	34,155	35,862	37,655

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

Таблица 9.6 -Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	№ части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны							
			Наименование шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ МРТУ, ТУ на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервале	Суммарные на колонну	
						от (верх)	до (низ)		количество, шт.	масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор Ø 323,9мм	1	Башмак колонный БК-324	ОСТ 39-011-87	85	0	50	1	1	85
			Обратный клапан ЦКОД -2	ТУ 39-01-08-232-77	77	-	41	1	1	77
			Пробки продавочные ПП-324×351	ТУ 39-1086-85	25	-	-	1	1	25
2	Техническая Ø 244,5мм	1	Направляющий башмак БК-244,5	ОСТ 26-02-227-71	53	-	400	1	1	53
			Муфта с обратным клапаном ЦКОД-245-2	ТУ 39-01-08-282-77	65	-	388	1	1	65
			Центратор типоразмера ЦЦ-245/305-311-1	ТУ 39-01-08-283-77	15	0	400	10	10	150
			Турбулизаторы ЦТ 245/295	ТУ 39-01-08-284-77	9	0	400	8	8	72
			Пробка продавочная ПП 245	ТУ 39-01-268-76	8	-	-	2	2	16
			Направляющий башмак БК-168	ОСТ 26-02-227-71	32	-	1150	1	1	32
3	Эксплуатационная Ø 168,3 мм	1	Муфта с клапаном обратным ЦКОД-168	ТУ 39-01-08-281-77	25	-	1126	1	1	25
			Центратор типоразмера ЦЦ-168/216-222-1	ТУ 39-01-08-283-77	13	-	1150	16	16	208
			ЦТ-168/212-216	ТУ 39-01-08-282-77	5,0	-	1150	13	13	65
			Скребки СК 168/214	Ту 39 -860-83	4,8	-	1150	13	13	62,5
			Цементируемые пробка	ТУ 39-01-268-76	4	-	-	2	2	8

Примечание: 1. Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов АНИ.

2. Количество и интервал установки центраторов, скребки и турбулизаторов должен быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обесечения степени центрирования не менее 80 %.

Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных колонн

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубин с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, мин	Промежуточные промывки		
№ в порядке спуска	Название колонны	№ части колон в порядке спуска		Шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	Продолжительность, мин	Расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	1	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	50	0,4-0,6	50	Контроль за уровнем	50	1цикл 1цикл	30-35
2	Техническая Ø 244,5мм	1	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	400	0,4-0,6	400	Контроль за уровнем	200 200	1цикл 1цикл	30-35
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	1	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	1150	0,3-0,5	1150	Контроль за уровнем	350 750 1150	1цикл 1цикл 1цикл	30-25

Примечания: Количество и глубины промежуточных промывок следует уточнить по фактическому состоянию ствола скважины.

Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

№ Колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера МПа	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части (снизу вверх)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, кгс/см ²
			Раздельно спускаемой части	Цементного кольца газобетонный агент	Раздельно спускаемой части	Цементного кольца	Части колонны ниже муфты для 2-х ступенчатого цементирования				
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	1	1,16	1,16	75	5	-	-	-	1	79,0
2	Техническая Ø 244,5мм	1	1,18	1,18	90	13	-	-	-	1	95,0
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	1	-	1,03	11,5	-	-	-	-	1	121,0

9.3 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени Цементирования					
			Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Интервал установки (по стволу), м		Глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	Номер ступени цементирования	Высота цементного стакана м	Название порции тампонажного раствора	Интервал глубины цементирования (по стволу), м	
				От (верх)	До (низ)					От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	Прямой	1	0	50	-	1	5	Буферный Тампонажный Продавочный	0	50
2	Техническая Ø 244,5 мм	Прямой	1	0	400	-	1	15	Буферный Тампонажный Продавочный	0	400
3	Эксплуатационная Ø168,3мм	Прямой	1	0	1150	-	1	20	Буферный Тампонажный 1 Тампонажный 2 Продавочный	0 700	700 1150

Примечание: - Качество цементирования обсадных колонн и разобщения пластов контролируется специальными геофизическими исследованиями. В случаях отсутствия цементного камня за колонной более чем 50% от высоты расчетного подъема, необходимо провести работы по восстановлению цементного камня за колонной. В соответствии «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» конструкции скважин обеспечивают надежность, технологичность и безопасность их бурения и эксплуатации согласно пункту 201.

Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (сверху вниз)	Характеристика жидкости (раствора)						
				тип или название	объем порции, м3	плотность, г/см3	пластическая вязкость, сП	ДНС, мгс/см2	время начала схватывания, мин	время ОЗЦ, час
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор Ø323,9мм	1	1	Буферный	3,0	1,03	-	-	180	24
				Тампонажный	2,96	1,85	20-25	75-100		
				Продавочный	3,29	1,17	-	-		
2	Техническая Ø244,5мм	1	1	Буферный	5,0	1,03	-	-	240	48
				Тампонажный	12,56	1,85	20-25	75-100		
				Продавочный	16,2	1,18	-	-		
3	Эксплуатационная Ø168,3мм	1	1	Буферный	5,0	1,03	-	-	240	72
				Тампонажный 1	13,3	1,80	20-25	75-100		
				Тампонажный 2	8,94	1,89	20-25	75-100		
				Продавочный	19,96	1,16	-	-		

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

Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	1	1	Буферная	Вода тех	1,03	1030
				Тампонажный	Цемент ПЦТ-G-CC-I (ПЦТ-100)	3,15	1310
					Замедлитель схватывания (НТФ)	1,5	0,8
					Вода техническая	1,03	655
				Продавочный	Буровой раствор	1,17	-
2	Техническая Ø 244,5 мм	1	1	Буферная	Вода тех	1,03	1030
				Тампонажный	Цемент ПЦТ-G-CC-I (ПЦТ-100)	3,15	1350
					Замедлитель схватывания (НТФ)	1,5	0,8
					Вода техническая	1,03	675
				Продавочный	Буровой раствор	1,37	-
3	Эксплуатационная Ø 168,3 мм	1	1	Буферный	Вода тех	1,03	1030
				Тампонажный 1	ПЦТ I-G-CC-1	3,18	1390
					Замедлитель схватывания (НТФ)	1,5	0,8
					Вода техническая	1,03	695
				Тампонажный 2	Замедлитель схватывания (НТФ)	1,5	0,8
					Вода техническая	1,03	695
				Продавочный	Буровой раствор	1,18	1,16

Примечание:

Количественный и качественный (рецептура) состав добавок определяется по фактическому состоянию ствола скважины перед цементированием по результатам лабораторных исследований сервисной компании;

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

Допускается использование против поглощающих добавок при наличии поглощения.

Допускается использование химических реагентов других фирм-производителей (отечественных и зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору.

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

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска, (см. таб. 5.2, гр.8)	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых) насосов						Время выполнения технологической операции, мин	
								Диаметр цилиндрировых 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	Цементирование кондуктор	Буфер	ЦА-320М	Закачка	1	127	IV	29	60	0,5	3,0	5,0	5,0
				Затворение	2СМН-20	Затворение	1	127	III-IV	29	100	-	4,02	25,0	30,0
					ОСР-20	Затворение	1	127	III-IV	29	60	-	-	-	-
					ЦА-320М	Закачка	2	115	III	31,6	117		2,96	21,0	51,0
					1БМ-700	Закачка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Сброс пробки				-	-	-	-	-	-	5,0	56,0
				Продавка	ЦА-320М	Продавка	2	127	III-IV	29	60	-	3,65	18,0	74,0
ЦА-320М	«Стоп»	1	127		II	4,3	190	34,5	2,0	3,0	77,0				
2	1	1	Цементирование техническая	Буферная	ЦА-320М	Закачка	1	115	V	18,3	50	4,2	5,0	8,0	8,0
				Затворение	2СМН-20	Затворение	1	115	III	31,6	117	-	17,1	25,0	33,0
					ОСР-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж	ЦА-320М	Закачка	2	115	III	31,6	117		12,56	35,0	68,0
					1БМ-700	Закачка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Продавочная	ЦА-320М	Продавка	2	115	III	31,6	117	-	16,2	33,0	101,0
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	II	4,1	273	218	3,0	2,0	103,0

Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3	1	1	Цементирование эксплуатационная	Буферная	ЦА-320М	Закачка	1	115	V	18,3	50	4,2	8,0	8,0	8,0
				Затворение	2СМН-20	Затворение	1	115	III	31,6	117	-	17,6	31,0	39,0
					2СМН-20	Затворение	1	115	III	31,6	117	-	12,4	28,0	67,0
					ОСР-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж 1	ЦА-320М	Закачка	2	115	III	31,6	117	-	13,3	33,0	100,0
				Тампонаж 2	ЦА-320М	Закачка	2	115	III	31,6	117	-	8,94	28,5	128,5
					1БМ-700	Закачка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Сброс пробки			-	-	-	-	-	-	-	5,0	133,5
				Продавочная	ЦА-320М	Продавка	3	115	III	31,6	117	-	19,96	35,0	168,5
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	II	4,1	273	218	3,0	2,0	170,5

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

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементиловочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал цементирования		омер схемы обвязки цементирующей техники	Потребное количество										
						Основные ЦА									Дополнительные ЦА	
			От, (верх)	До, (низ)		Тип	Всего	в том числе на:						Тип	Всего	Резерв
								Загворе- ние	Переме- шиван ие	Закачка	Продавка	Амбар	Резерв			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	1	0	50	1	ЦА-320М	2	-	-	1	1	-	-	-	-	-
2	1	1	0	400	1	ЦА-320М	2	-	-	1	1	-	-	-	-	-
3	1	1	0	700	1	ЦА-320М	2	-	-	2	2	-	-	-	-	-
			700	1150	1	ЦА-320М	2	-	-	2	2	-	-	-	-	-

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

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке пуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество												
					Смесительные машины				Цементовозы				Автоцистерны				
			От (верх)	До (низ)	Тип	Всего	В том числе		Тип	Всего	В том числе		Тип	Всего	В том числе		
							Тампонаж -1	Тампонаж -2			Тампонаж -1	Тампонаж -2			Буферная	Затворени е	Продавоч ная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	50	2СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	1	1	0	400	2СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	1	1	0	1150	2СМН-20	2	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: Допускается применение 2СМН-20 и других фирм-производителей (Halliburton, Schlumberger), обеспечивающих требуемые режимы цементирования.

Таблица 9.15-Потребное количество цементировочной техники для цементирования обсадных колонн

№ пп	Название или шифр	Потребное количество				
		№ колонн				Суммарное на скважину
		Ø 323,9	Ø 244,5	Ø 168,3		
				Тамп 1	Тамп 2	
1	Цементировочный агрегат ЦА-320М	2	4	2	2	10
2	Смесительная машина СМН-20	1	2	1	1	5
3	Блок -манифольда БМ-700	1	1	1	1	4
4	Осреднительная емкость ОСР-20	1	1	-	1	3
5	Станция контроля цементирования СКЦ-2М	-	1	-	1	2

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

Таблица 9.16-Потребное количество материалов для цементирования обсадных колонн

Номер по порядку	Название или шифр	Стандарт на изготовление	Единица измерения	Потребное количество				
				Номера колонн				Суммар-ное на скважину
				0-50	0-400	0-1150		
						Тамп 1	Тамп 2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Цемент	API 10A ГОСТ 1581-96	тн	4,02	17,1	17,6	12,4	51,12
2	Ускоритель схватывания	Стандарт АНИ	кг	-	-	-	-	1,13
3	Замедлитель схватывания (НТФ)	Стандарт АНИ	кг	28,5	39,4	41,5	38,4	147,6
4	Вода техническая для затворения	Местная	м3	2,14	9,4	9,68	6,8	28,05
5	Вода техническая для буфера	Местная	м3	3,0	5,0	8,0	-	16,0

2

Примечание:

1. Допускается использование цементов марки ПЦТ I-G-CC-1 или марки “G” других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 и стандарта API 10A; 2. Допускается использование других аналогичных хим. реагентов различных фирм – производителей (отечественных или зарубежных).

9.4 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт	Допусти- мое рабочее давление, МПа
п/п	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	-	7,5	-	ППГ -350х21	ГОСТ 13862-2003	1	21,0
2	Тех. колонна Ø 244,5 мм	45	9,0	-	Колонная головка ОКК1-210-168х245 ОП-45- 350х210 К2 ПУГ 350х210К2-1шт ППГ 350х210К2-1к-т (спаренный)	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 2	21,0 21,0 21,0
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	-	11,50	-	Фонтанная арматура АФК– 65*210	ГОСТ 13846 – 2003	1	21,0

Примечание: . 1. Возможно применение ПВО других фирм-изготовителей, соответствующих выбранной схеме.
 2. Типовые схемы монтажа и спецификация противовыбросовых оборудований выбраны согласно ГОСТ 13862-2003;
 3. Фактические схемы монтажа и спецификация противовыбросового оборудования согласовываются Буровым подрядчиком с АСС;

Типы колонных головок, методы их испытания и монтажа (без применения сварных соединений)

На устье скважины обсадные колонны обвязываются, т. е. соединяются частью оборудования скважины, называемой колонной головкой.

Устьевая колонная обвязка может быть двух-, трех-, четырех и пятиколонной. В зависимости от количества обвязываемых колонн колонные обвязки могут быть однокорпусными и многокорпусными.

Однокорпусная колонная обвязка состоит из колонной головки, содержащей трубодержатель и уплотнитель для одной обсадной колонны, запорных устройств и манометров на боковых отводах.

Для обвязки двух обсадных колонн применяется однофланцевая колонная головка с одним верхним стволовым присоединительным фланцем. В нижней части корпуса обвязывается (на резьбе или сварке) техническая колонна большого диаметра, а в верхней части на трубодержателе подвешивается эксплуатационная колонна меньшего диаметра.

Обвязка каждой последующей колонны осуществляется в двухфланцевой колонной головке, устанавливаемой на однофланцевую. В серийно выпускаемых колонных головках крепление обсадной колонны производится на клиньевом трубодержателе. В качестве запорных устройств применяются прямоочные задвижки и краны.

В промысловой практике применяют колонные головки двух типов: клиновую (рис. 9.4) ГКК и муфтовую ГKM (рис. 9.5.).

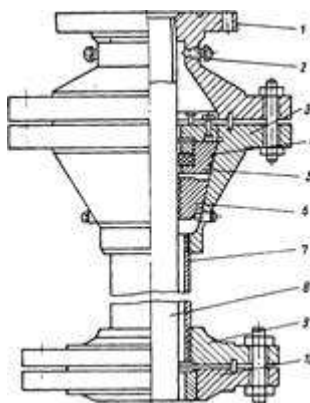


Рис.9.4. Колонная головка клиновая типа ГКК

- 1-фланец; 2-пробка; 3-корпус головки;
- 4-резиновые уплотнители;
- 5-пакер; 6-клинья; 7-патрубок;
- 8-эксплуатационная колонна;
- 9-фланец для установки головки на устье;
- 10-фланец промежуточной колонны.

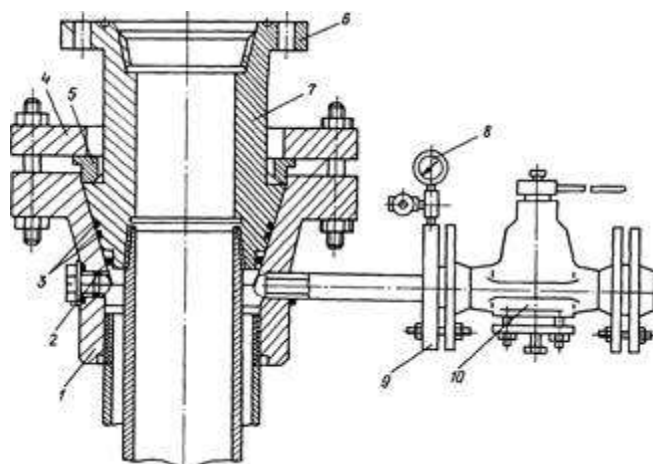


Рисунок 9.5. Головка колонная муфтовая типа ГКМ.

1-корпус головки; 2-металлическая манжета; 3-резиновые кольца; 4,6-фланцы; 5-полукольцо; 7-муфта для подвески эксплуатационной колонны; 8-манометр; 9-патрубок с фланцем; 10-кран.

Головки типа ОКК изготавливают трех типов: ОКК1, ОКК2, ОКК3.

Головки типа ОКК1 применяют для обвязки двух колонн (кондуктор, эксплуатационная), типа ОКК2 — для обвязки трех колонн (кондуктор, промежуточная, эксплуатационная), типа ОКК3 — для обвязки четырех колонн.

Порядок монтажа колонной головки.

После спуска и цементирования кондуктора на него навинчивают корпус колонной головки. Обвязывают устье противовыбросовым оборудованием согласно утвержденной схеме и продолжают бурение под эксплуатационную колонну. После окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны собирают клиновую подвеску на последней трубе колонны, подвешенной на талевой системе, и опускают. Под собственным весом клиновая подвеска свободно скользит по трубе и занимает свое место в корпусе колонной головки, колонну сажают на клинья.

Эксплуатационную колонну цементируют, затем внутреннюю полость корпуса колонной головки промывают водой на свободной слив через манифольд колонной головки.

По способу монтажа колонные головки подразделяются на:

- монтаж фланца на внутренней резьбе (с применением или без подгоночного патрубка);
- монтаж колонного фланца на наружной резьбе;

Опрессовывают колонную головку вместе с эксплуатационной колонной на давление, соответствующее максимально допустимому внутреннему давлению колонны.

Колонные головки монтируются без применения сварных соединений.

9.5 Технология установки аварийного цементного моста

1. Аварийный цементный мост устанавливается при необходимости ликвидации поглощений бурового раствора или нефтегазопрооявлений в процессе бурения; при забурировании нового ствола в результате аварийной ситуации (оставление инструмента в стволе скважины и т.п.); для укрепления неустойчивой кавернозной части ствола.

2. При установке моста в условиях, осложненных проявлениями или поглощениями, необходимо полностью их ликвидировать с применением соответствующих технологий (закачкой баритовых суспензий, вязкоупругих составов, растворов с наполнителем или другим способом).

3. Установка цементного моста рекомендуется проводить балансовым способом (на равновесии), либо цементированием под давлением с оставлением цементного стакана над интервалом осложнения.

4. Обеспечить на буровой наличие и постоянную готовность цементирующего агрегата к работе; иметь на буровой запас цемента и химреагентов в количестве, достаточном для установки цементного моста.

5. В открытом стволе скважины цементный мост устанавливается, с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны выше и ниже на 50 м. В случае осложненных условий ствола скважины, не позволяющих установить цементный мост в открытом стволе, возможна установка разбуриваемого разобщающего пакера-пробки в нижней части обсадной колонны (но не выше 50 м над башмаком), и цементного моста над ним высотой не менее 100 м.

6. Требования к тампонажному раствору для установки цементного моста:

- для установки цементных мостов использовать высокосульфатостойкий тампонажный цемент типа ПЦТ-I-100-СС-1 или цемент класса G; для повышения термо- и коррозионностойкости цементного камня использовать тонкомолотый кремнезем в количестве 30-35 %; для регулирования свойств тампонажного раствора использовать химреагенты - понизители водоотдачи, понизители вязкости, замедлители схватывания и т.д.;

- параметры тампонажного раствора-каменя: высокая седиментационная устойчивость, нулевое водоотделение; пониженная водоотдача (<50 см³/30 мин по стандарту API, ранний набор прочности (прочность на сжатие через 12 ч - не менее 3,5 МПа, через 24 ч – не менее 20 МПа);

- рецептура тампонажного раствора подбирается для конкретных условий установки моста, с использованием тампонажных материалов, добавок и химреагентов, имеющихся в наличии на буровой. Проведение контрольного анализа тампонажного раствора на приготовленной воде затворения обязательно.

7. Основные технологические операции при установке цементного моста:

- спустить заливочную колонну, состоящую из 127 мм бурильных труб, оборудованную в нижней части 73 мм НКТ длиной, равной высоте моста ± 30 м, до глубины, соответствующей подошве моста;

- промыть скважину в течение не менее 1,5-2 циклов циркуляции (до выравнивания плотности бурового раствора) с вращением и расхаживанием заливочной колонны для наиболее полной очистки ствола скважины (особенно при высокой кавернозности ствола);

- закачать первую порцию буферной жидкости. Для предупреждения смешения растворов при установке моста объем буферной жидкости должен обеспечить высоту столба в кольцевом пространстве в пределах 150-200 м;

- затворить и закачать расчетный объем тампонажного раствора;

- закачать вторую порцию буферной жидкости с расчетным объемом для обеспечения равновесия с предварительно закачанной буферной жидкостью;

- продавить буровым раствором до расчетной высоты, при которой гидростатические давления столбов тампонажного раствора в трубах и в затрубном пространстве уравниваются;

– поднять заливочную колонну до глубины, соответствующей кровле моста и осуществить "срезку_" кровли моста до полного вымыва на поверхность буферных жидкостей и избыточного количества тампонажного раствора обратной или прямой циркуляцией в зависимости от состояния открытого ствола, обсадной колонны или интервала цементирования;

– поднять заливочную колонну еще на 25-75 м, герметизировать устье скважины и оставить на период ОЗЦ (от 12 до 24 ч);

– после окончания периода ОЗЦ спустить заливочную колонну, определить кровлю моста и его прочность разгрузкой колонны на мост 3-4 т;

– поднять заливочную колонну на 25 м над мостом;

– испытать мост на герметичность давлением равным давлению опрессовки 244,5 мм обсадной колонны (при установке цементного моста в открытом стволе его прочность определяется только разгрузкой бурильного инструмента. гидравлической опрессовке такой мост не подвергается);

– поднять заливочную колонну из скважины, герметизировать устье и установить контроль за давлением на устье скважины.

8. Расчет объема тампонажного раствора, продавочной жидкости и буферных жидкостей по формулам:

- $V_{ц} = 0,785H D^2 + V_3 (0,02+C_1+C_2+C_3)$,

- $V_{п} = V_3 - V_3 / L_3 \times H - V_3 (C_1 + C_2) - V_{62}$

- $V_{61} = C_4 V_3 + 0,785 C_5 - D^2 H$

- $V_{62} = V_{62} d^2 / D^2 - d^2 H$

- V = где: H – проектная высота цементного моста, м;

- D – осредненный диаметр скважины в интервале установки моста, м;

- $V_{ц}$ - объем тампонажного раствора, м³;

- $V_{п}$ - объем продавочной жидкости, м³;

- V_3 - объем заливочных труб, м³;

- C_1, C_2, C_3 - коэффициенты "потерь" тампонажного раствора на стенках труб и на смешивание с контактирующими жидкостями соответственно на нижней и верхней границах V_{61}, V_{62} – объемы буферных жидкостей (первая и вторая порция);

- C_4, C_5 - коэффициенты "потерь" буферной жидкости при ее движении по заливочным трубам и затрубному пространству, d_1, D_2 – внутренний и наружный диаметр заливочных труб, м.

9. Результаты установки цементного моста и его испытания оформляют актами.

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

10.1 Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя (опробователя), спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, испытание с геофизическими исследованиями)	Затраты времени на испытание									ПЗР т.2 СНВ на ПГИ
номе р	глуби на		для буровой организации						для геофизической организации			
			нормативное время, ч.					всего на объект	нормативное время, ч.		всего на объек т	
			Опреде- ление прихвато- опасности п.10. СНВ	ПЗР по табл. СНВ	кол-во циклов промывк и	норма времени промывки 1 цикла, час	испытание (опробован ие) по табл. СНВ		ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ	испытани е (опробова ние) по табл. СНВ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Испытание в процессе бурения не предусмотрено												

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

№ объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		Тип испытателя пластов	Количество, шт.		Шифр пакера	Тип пробоотборника		Осевая нагрузка, тс.	Начальный перепад давления, кгс/см2	Депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см2	Количество циклов исследования	Время ожидания притока, час			Диаметр, мм	Длина, м
			Испытателей пластов	Пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Испытание в процессе бурения не предусмотрено																

10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

Таблица 10.3 - Насосно-компрессорные трубы (НКТ)

№ лифтовой колонны НКТ	№ секции труб в лифтовой колонне (снизу вверх)	Интервалы установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, тн			Коэффициенты запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	Номинальный наружный диаметр, мм	Тип	Марка (группа прочности) стали	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, кг/пог. м		Теоретическая	С учетом		На растяжение	На избыточное давление	
											Плюсового допуска	Запаса при спуске, при наличии в скважине сероводорода		Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	1150	73	с высаженными наружу	N-80	5,51	9,67	1150	11,6	12,18	-	1,78	>1,15	>1,32

Примечание: 1. Глубина установки башмака НКТ принимается на 10 м выше верхней границы интервала перфорации, который намечается по результатам каротажа.
2. Можно применять аналогичные насосно-компрессорные трубы соответствующей прочности стали.

Таблица 10.4 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

№№ п/п	Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д на изготовление	Единица измерения	Потребное количество	
				Номера объектов	Суммарное на скважину
				1	
1	2	3	4	5	6
Интервалы установки цементных мостов приведены в разделе «Ликвидация скважины»					

Таблица 10.5 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сутки
1	2	3	
2	1. Подготовительные работы перед испытанием объекта	ССНВ таб.22	90 суток продолжительность испытания одного объекта
	Шаблонирование эксплуатационной колонны скребком	ССНВ табл.22, п.13	
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЕНВ§29	
	ПЗР к спуску НКТ	местная	
	Спуск НКТ	местная	
	Перфорация обсадной колонны	ЕНВ§76-79	
	2. Освоение объекта	ССНВ таб.27	
	Суммарная по скважине:		180

Примечание: Процесс операции по испытанию и интенсификации притока может корректироваться с учетом программы испытания сервисной компании, согласованной с «Заказчиком».

Таблица 10.6 - Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
		тип	Кол-во		
1	2	3	4	5	6
Опрессовка ФА на устье скважины.	СНВ на работу и дежурство спец-техники	ЦА-320	1	1,5	4,5
Опрессовка НКТ		ЦА-320	1	1,74	5,22
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320	1	1,5	4,5
Смена тех. воды на перфорационную жидкость		ЦА-320	1	3,0	9,0
Подготовительные работы перед освоением	т. 3	ЦА-320	1	-	-
Перфорация	т. 3		1	20	60,0
Вызов притока и очистка ПЗП после СКО при помощи ГНКТ с азотом	т. 3	ЦА-320	1	54,0	162,0
Смена перфорационной жидкости на техническую воду	т. 3	ЦА-320	1	2,75	8,25
Промывка скважины после перфорации и очистки забоя	т. 3	ЦА-320	1	8,0	24,0
Итого на работу:					277,47

Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Наименование работ	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Концентрация кг/м ³	Единица измерения	Потребное количество
2	Перфорационная жидкость плотностью 1,16 г/см ³ , объем:			м ³	15,1
	состав:	-"-			
	Вода (основа перфорационной жидкости)	Местный	821,3	-"-	12,194
	Хлористый натрий NaCl	Ст. АНИ/ГОСТ	268,1	т	3,233
	Каустическая сода	Ст. АНИ/ГОСТ	0,5	т	0,006
	Ксантановой биополимер	Ст. АНИ/ГОСТ	2,0	т	0,024
	Карбоксиметилированный крахмал	Ст. АНИ/ГОСТ	19,0	т	0,232
	Пенегаситель кремний органический	Ст. АНИ/ГОСТ	1,0	т	0,012
	Бактерицид	Ст. АНИ/ГОСТ	0,5	т	0,006
	Неионогенный ПАВ	Ст. АНИ/ГОСТ	0,5	т	0,006
	Вода (для смены бурового раствора на воду и промывки - 2 цикла)		Местный	м ³	130,0

Примечание: Во время перфорации иметь на скважине 2-х кратный запас объема жидкости качества для глушения и дежурный цементирующий агрегат ЦА-320 или аналогичный.

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

Название обсадной колонны	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, час	Тип контролируемых труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы по ЕНВ, мин	Продолжительность дефектоскопии по ЕНВ, час
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационная колонна	1150	60	СБТ 127х9,19	116,0	Трубные и замковые резьбы, УБТ, и переводники	2,4	4,64
		45	УБТ-165,1	5,44		2,4	0,218
			ТБТ -127,0	7,22		2,4	0,289

Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии:

1	2	3
Талевый блок	Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвески серьги	1 раз в год
Крюк	Крюк, боковые рога, штроп, карманы корпуса	То же
Крюкоблок	Щеки, крюк, боковые рога, карманы корпуса крюка	То же
Вертлюг	Штроп, карманы корпуса, переводники	1 раз в год
Элеваторы	Проушины, штроп, корпус элеватора	1 раз в год
Спайдер	То же	1 раз в год
Штропа Манифольд	По всей длине Замер толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости	1 раз в год
Буровая лебедка Краны конечных выключателей	Тормозные ленты, ручка лебедки	Через 6 мес.
Машинные ключи	Рукоятка, траверса, удержка, челюсти	То же
Верхний привод	По всей длине	1 раз в год

Примечание: Дефектоскопию бурильных труб осуществлять по телу трубы в местах работы ПКР.

Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая при проведении операции техника		Максимальное давление, создаваемое при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм времени	Продолжительность проведения операций, час
			Тип (шифр)	Кол-во (шт.)			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор Ø323,9 мм	Кондуктор совместно с ПВО	50	ЦА-320	1	75,0	ЕНВБ§ 109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	50	ЦА-320	1	5,0	ЕНВБ§ 112	1,53
Тех.колонна Ø244,5 мм	Техническая колонна совместно с ПВО	400	ЦА-320	1	90,0	ЕНВБ§ 109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	400	ЦА-320	1	13,0	ЕНВБ§ 112	1,53
Эксплуатационная Ø168,3 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК1- 21-168х245	1150	ЦА-320	1	115,0	ЕНВБ§ 112	1,35
	Фонтанной арматурой АФК-65 * 210	1150	ЦА-320	1	115,0	ЕНВБ§ 112	1,35

Примечания: Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями.

11.1 Геофизические исследования для изучения технического состояния обсадных колонн и цементного камня (ГИС – тех. контроль)

Таблица 11.3 - Виды работ по контролю технического состояния скважин и приборные обеспечения

Задачи контроля	Технические средства
1	2
1. Определение технического состояния обсадных колонн при строительстве скважин	
1.1 Определение профиля внутренней поверхности промежуточных обсадных колонн, деформации труб их проходного сечения приборами, использующие контактные и бесконтактные методы съема информации	Электромеханические профилемеры: "СПРУТ"(8рычагов) ПТС-1,ПТС-2 Электромагнитные профилографы: ПОК-1, ЭПОК-Г, КСПТ-3, КСПТ-7 Акустические телевизоры САТ, САТ-2; Микрокаверномер-дефектомер САТ-4
1.2 Определение интервалов износа обсадных колонн (интегральной потери металла по дуге 360°) электромагнитными и РК методами	Магнито-импульсные дефектоскопы: МИД ЭМДС-ТМ, ЭМДС-42 и др.
1.3. Определение мест негерметичности обсадных колонн	Акустический течеискатель ТСА-1 Контактный шумомер СМАШ-42 Резистивиметры КРИС-28,К РИС-36 и др. Термометр ТР-7 с регистрацией Т/Н,ΔТ/Н, ΔТ/ΔН
1.4 Контроль состояния цементного камня за обсадной колонной и его контакта по границам двух сред: колонна, цемент-порода	МАК (3, 5) ,ЦМ (8-16;12-20) АРК-1, АКШ-5, АКШ-8, ИКЦ-1, АВАК-7 и др.
1.5 Обнаружение перетоков флюида за обсадными колоннами	Акустически метод: Контактный шумомер СМАШ-42(диапазон регистрируемых частот 0,2-20 кГц, 5-20 кГц,200,600,1000,2000 Гц); ИКЦ-1, АКШ-5, АКШ-8, АКИ-36-3 АКТАШ, ШМВ-42, АИП-36-3-АКТАШ, ШМВ-42(средние частоты настройки фильтров: 0,8,1,8;4,0;10,0; 25,0; 60,0;120,0 кГц);
1.6 Выделение интервалов перфорации и оценка ее качества	ЛПО-ГК (локатор перфорационных отверстий), ГК, АКП-1; САТ -САТ-4, ЭМЛОТ-112, АСКП-36,АКИ-36-3АКТАШ Комплекс:ИДК-105+ДЛМ-2СМ АШ-42+ПТС-4 Магнитно-импульсныедефектоскопы: МИД-Газпром; ЭМДС-ТМ,ЭМ, ДСТ-42
2. Контроль технического состояния скважин при их эксплуатации	
2.1 Обнаружение порывов и трещинпродольной и поперечнойориентации, обрывов эксплуатационных колонн и изменений среднего внутреннегодиаметратруб	Индукционный дефектоскоп ИДК-105
2.2 Обнаружение порывов и трещин в многоколонных конструкциях (обсадных колоннах и НКТ)	Магнитно-импульсные дефектоскопы: ЭМДС-ТМ, ЭМДС-42 и др.

2.3 Определение интервалов износа обсадных колонн (интегральной потерей металла по дуге 360°)	Магнитно – импульсные дефектоскопы МИД, ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др. КСА-Т-7-73-/110-120/60ВАРТА
2.4 Определение деформации и проходного сечения труб приборами, использующими контактные и бесконтактные методы съема информации	Электромеханические профиломеры: ПТС-4(8 рычагов) Электромагнитные профилографы: ПОК-1, ЭПОК-1, КСПТ-3, КСПТ-7 Акустические телевизоры САТ, САТ-2, Микрокаверномер-дефектомер САТ-4
2.5 Определение интервалов интенсивной коррозии, интегральной потери металла по дуге 360° и сквозных проржавлений НКТ	Магнитно – импульсные дефектоскопы: МИД, ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 Локаторы потери металла ЛПМ-90, ЛПМ-42
2.6 Определение мест негерметичности обсадных колонн	Акустический течеискатель ТСА-1 контактный шумомер СМАШ-42 резистивиметры КРИС-28, КРИС-36 и др.
3. Контроль технического состояния скважин при их эксплуатации	
3.1 Обнаружение порывов и трещин продольной и поперечной ориентации, обрывов эксплуатационных колонн и изменений среднего внутреннего диаметра труб	Индукционный дефектоскоп ИДК-105
3.2 Обнаружение порывов и трещин в многоколонных конструкциях (обсадных колоннах и НКТ)	Магнитно-импульсные дефектоскопы: ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др.
3.3 Определение деформации и проходного сечения труб приборами, использующие контактные и бесконтактные методы съема информации	Электромеханические профиломеры: ПТС-4 (8 рычагов) Электромагнитные профилографы: ПОК-1, ЭПОК-1, КСПТ-3, КСПТ-7

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

12.1 Выбор буровой установки

- глубина скважины;
- вес спускаемых бурильных и обсадных колонн;
- грузоподъемность и монтажеспособность;
- мобильность, экологичность;
- экономичность эксплуатации;
- уровень механизации технологических процессов.

Строительство, монтаж и демонтаж буровой установки, наземных сооружений производится при наличии:

плана организации работ (далее – ПОР) по монтажу-демонтажу буровой установки, строительству наземных сооружений, жилого комплекса с бытовыми и санитарно-гигиеническими помещениями, в соответствии с техническим проектом на строительство скважины;

нарядов-допусков на выполнение строительно-монтажных работ в охранной зоне наземных и подземных коммуникаций, трубопроводов и электрических линий;

технологического регламента на строительно-монтажные работы;

Исходя из этого, для бурения проектной скважины до глубины 1150 м, при максимальном весе бурильной колонны – 53,26 тн., обсадной колонны – 41,055 тн., а также исходя из наличия буровых установок у Буровых Подрядчиков, выбраны буровые установки буровая установка ZJ-40 с ВСП, грузоподъемностью не менее 180 тн.

Буровое оборудование скомпоновано, в основном, крупными блоками, модулями, мелкими блоками, которые транспортируются со скважину на тяжеловозах тягачами, на трейлерах без разборки на отдельные агрегаты. Крупные блоки, модули, мелкие блоки с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования. Все это существенно повышает монтажеспособность установки и значительно сокращает затраты времени и средств на монтаж, демонтаж оборудования и его транспортировку.

Буровое оборудование должно иметь технические паспорта и формуляры установленного образца фирмы изготовителя. Паспорта должны храниться в службах главного механика и главного энергетика, которые вносят в них сведения об эксплуатации, ремонте, дефектоскопии оборудования и периодичности контрольных испытаний. Монтаж и эксплуатация бурового оборудования допускается только при наличии сертификатов на безопасность.

Устройство электроустановок нефтегазодобывающей промышленности должно соответствовать "Правилам устройств электроустановок" (ПУЭ), а их эксплуатация - "Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭ) и "Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБ).

Буровая установка оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения.

Система приготовления и циркуляции бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы, что позволяет повторно использовать буровой раствор на других скважинах. В холодное время буровая обогревается паровым котлом.

Таблица 12.2 - Сочетание вариантов подготовительных и строительно-монтажных работ

Номера вариантов работ						Номера или количество скважин, строящихся по заданному сочетанию вариантов работ
Подготовительных	Топографо-геодезических	Строительно-монтажных	По теплофикационной установке	По испытаниям	По транспортировке	
1	2	3	4	5	6	7
01	01	01	02	02	01	ОЦ-1 (ВК-6) ОЦ-2 (ВК-7)

Таблица 12.3 - Подготовительные работы к строительству скважины

№.№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта подготовит. работ	Количество
1	2	3	4	5
1	Планировка площадки механизированным способом а) при монтаже б) при демонтаже	1000 м ³ - " -	1 - " -	9 9
2	Рытье траншей экскаватором глубиной 1м с обратной засыпкой бульдозером	100м	1	10
3	Рытье траншей (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8м. 0,8х0,5х150м и вокруг блоков	100м	1	1,5
4	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100м ³	1	1,76
5	Обваловка площадки ГСМ (15м х2+35мх2) х 1,25м с перемещением грунта до 10м	100м ³	1	1,25
6	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	1	0,9
7	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	1	0,44
8	Пожарные стояки (гидранты)	шт	1	2
9	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	1	4
10	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	1	4
11	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	1	4
12	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	1	2
13	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Ем-кость	1	2
14	Бурение скважины производиться безамбарным способом. Для сбора шлама и	100м ³	1	2

	сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.			
--	--	--	--	--

Примечание: Все оборудование будут корректироваться в соответствии с выбором Подрядчика.

Таблица 12.4 - Перечень топографо-геодезических работ

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

Таблица 12.5 - Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта строительно-монтажных работ	Номер скважин	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5м, на 15-20м, на 40-50м, демонтаж первичный, повторный)
1	2	3	4	5
1	ОЦ-1 (БК-6) ОЦ-2 (БК-7)	ZJ-30/ZJ-40	Дизель-электрический	Первичный/повторный

12.2 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования

Таблица 12.6 - Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования ZJ-30

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)		Единица измерения	Номер варианта	Кол- во	Примечание
		первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка - ZJ30/1800CZ, Грузоподъемность: номинальная - 180т Привод буровой установки – ДВС. Дизельный двигатель «CAT 3408», N=354кВт Дизельный «С-15», N=354 кВт -2кт Дизель-генератор "TAD 1242 GEN", N=398 кВт			к-т шт к-т к-т		1 2 2 1	
1	Агрегатно-высечный блок. В том числе:	тягач	тягач	к-т	- «-	1	в комплекте
1.1	- Вышка корпусная JJ170/36 высотой 36/38 м	тягач	тягач	к-т	1:2	1	в комплекте
1,2	- Кронблок ТС-180	тягач	тягач	- «-	1:2	1	в комплекте
1.3	- Талевый блок YC-180, г/п-180 тн	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
1.4	- Крюкоблок DG-180. г/п-180 тн	авт./тр	авт./тр	- «-	1:2	2	- «-
2	Ротор ZP-205	авт./тр	авт./тр	- «-	1:2	1	кран-10 тн,
3	Вертлюг SL170, Максим. статических нагрузка кН-1700	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
4	Средства управления бурильщика	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
5	Пульт управления бурильщика	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
6	Индикаторы процессов бурения «MDTOTCO» (нагрузка на долото, число оборотов, крутящий момент при свинчивании труб, расход бурового раствора, число ходов насоса)	тягач	тягач	- «-	1:2	2	- «-
7	Индикаторы (вес колонны, проходка, крутящий момент стола ротора, давление на выкидных насоса, скорость хода насоса)	авт./тр.	авт./тр.	- «-	1:2	1	- «-
8	Индикатор бурового раствора в приемных емкостях и уровня потока	авт./тр	авт./тр	- «-	1:2	2	- «-
9	Инклинометрическое оборудование	авт./тр.	авт./тр.	- «-	1:2	1	- «-
10	Стойка стальной 4"х35 высокого давления 350 кгс/см2 для подачи бурового раствора	авт./тр	авт./тр	- «-	1:2	1	- «-
11	Стальной страховочный канат с приспособлением для аварийного спуска верх.рабочего						
12	Подсвечник для бурильных труб	м.бл.	м.бл.	- «-	1:2	3	- «-
13	Шурф для сборки бурильных труб	м.бл	м.бл.	- «-	1:2	2	- «-
14	Шурф для квадрата	- «-	- «-	к-т	1; 2	1	- «-

Продолжение таблицы 12.6

15	Вспомогательная лебедка грузоподъемностью XJFH-5/35-5тн.	тягач	тягач	- "-	- "-	2	- "-
15	Вспомогательная лебедка грузоподъемностью XJFH-5/35-5тн.	м.бл	м.бл	к-т	1; 2	2	- «-
16	Шурф для квадрата	тягач	тягач	- "-	- "-	2	- "-
17	Вспомогательная лебедка грузоподъемностью XJFH-5/35-5тн.			к-т	1; 2	1	- "-
18	Металлические полы рабочей площадки 13мх13,9 м	тягач	тягач	- "-	- "-	2	- "-
19	Металлическое подвыщечное основание DZ315/7,5-7,5 м - высота			- "-	- "-	2	- "-
20	Лебедочный блок, в том числе:			- "-	- "-	1	- "-
21.1	Буровая лебедка мощность N-555 кВт			- "-	- "-	1	- "-
21.2	Вспомогательный тормоз FWDS 50	тягач	тягач	- "-	- "-	1	- "-
21.3	Электрический двигатель для привода лебедки			- "-	- "-	1	- "-
21.4	Автомат подачи долота	тягач	тягач	- "-	- "-	2	- "-
21.5	Панель управления двигателями ротора и лебедки	авт./тр.	авт./тр.	- "-	- "-	1	- "-
21..6	Автоматический аварийный электротормоз/клапан	- "-	- "-	- "-	- "-	- "-	- "-
22	Электростанция	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
22.1	Дизель-генератор " TaD ", N=398 кВт	- "-	- "-	компл	1:2	1	- "-
22.2	Аварийный электропривод мощностью 100 кВт	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
22.2.1	Дизельный двигатель «CAT 3408» N=334 кВт	- "-	- "-	- "-	1:2		- "-
22.2.2	Электрокомпрессорный блок	- "-	- "-	- "-	1:2	2	- "-
22.2.3	Воздухосборник GB 150-98 с устройством для осушки воздуха JAD-60N	- "-	- "-	- "-	1:2	2	- "-
23	Количество и мощность бурового насоса, кВт (л.с.). Модель бурового насоса F-1000 735 (1000) -2шт	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
24	- всасывающая линия низкого давления – 254 мм	- "-	- "-	- "-	1:2	2	Совместно с блоком
25	Задвижки низкого давления на всасывающей линии -254 мм	- "-	- "-	- "-	1:2	3	- "-
26	Линия высокого давления – для подачи бурового раствора от насосов в скв. /манифольд бур. насосов/с зажимами для крепл.	- "-	- "-	- "-	1:2	6	- "-
27	Задвижки высокого давления на манифольде бур. нас. – 5 шт.	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
28	Циркуляционная система, в том числе:	- "-	- "-	- "-	1:2	7	- "-
28.1	Общий полезный объем м ³	узел	узел	- «-	- «-	-	200 м ³
28.1.1	Выкидная линия –GW-2S1/скважина-вибросито	узел	- "-	- "-	1:2	10м	- "-
28.2	Емкость для приготовления бур.р-ра, V = 20 м3	- "-	- "-	- "-	1:2	3	- "-
28.3	Механический перемешиватель с эл.двигателем N-15kW	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
28.4	Гидравлический перемешиватель-воронка	узел	- "-	- "-	1:2	2	- "-

28.5	Емкости резервные V=100 м3 для запаса бур.р-ра с металл.ходами и огражд., в том числе:	- "	- "	- "	1:2	2	- "
28.6	Емкости рабочие для запаса бур.р-ра с металл.ходами и огражд., в том числе:	- "	- "	- "	1:2	3	- "

Продолжение таблицы 12.6

28.7	Механический перемешиватель с эл.двигателем N-15kW	- "	- "	- "	1:2	1	- "
29	Вибросито Derrick ZPTS-II	- "					
30	Илоотделитель ZCQJ100x2	- "	- "	- "	1:2	1	- "
31	Пескоотделитель ZQ1300x2	кр блос	- "	- "	1:2	1	- "
33	Дегазатор ZCQ-240	- "	- "	- "	1:2	1	- "
34	Гидроворонки –СГМ-100М	- "	- "	- "	- "	1	- "
35	Объем отстойника V – 20 м3	- "	- "	- "	- "	1	- "
36	Емкость доливная V – 50 баррелей с центробежным насосом	- "	- "	- "	- "	1	- "
37	Обвязка емкостей трубопроводами/доливная, воды, топливная	- "	- "	- "	- "	1	- "
38	ПВО в том числе:	- "	- "	- "	- "	1	- "
39	Универсальный превентор (кольцевой) на 350 атм.	узел	- "	- "	- "	1	- "
40	Превентор плащечный на 350 атм.	агр	- "	- "	- "		- "
41	Панель управления	- "	- "	- "	- "	1	- "
42.1	Дублирующая панель управления	- "	- "	- "	- "	2+1	- "
42.2	Задвижка JG-35-10 шт с гидравлическим управлением	- "	- "	- "	- "	1	- "
42.3	Задвижка с ручным управлением JLK-70B, JLKY65-70	- "	- "	- "	- "	1	- "
42.4	Штуцерный манифольд с батареей задвижек и с регулируемыми штуцерами JY-79A	- "	- "	- "	- "	10	- "
42.5	Линия глушения YG-35-103. Дросселирования JG-35-103	- "	- "	- "	- "	2	- "
42.6	Гидравлические линии к пультам управления ПВО – FKQ800-7	- "	- "	- "	- "	1	- "
42.7	На буровой датчики стационарные устанавливаются: у ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в нас. помещении – (2 шт), у приемных емкостей (2 шт) и в помещении отдыха персонала.	- "	- "	- "	- "	1	- "

12.6.1 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования ZJ-40

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)		Единица измерения	Номер варианта	Кол- во	Примечание
		первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Аналоги буровая установки «ZJ-40» с грузоподъемностью не менее - 225 т Привод буровой установки – ДВС, Дизель «CAT C18», N=700 кВт Дизель-генератор «CAT SR4B», N=480 кВт						
1	Вышечно-лебедочный блок, в том числе:	тягач	тягач	к-т	- «-	1	в комплекте
1.1	Вышка буровая «JJ 225/38», г/п 225 т, высота 38 м с лифт-люлькой	тягач	тягач	к-т	1:2	1	в комплекте
1.2	Кронблок «ТС 225», г/п 225 т	тягач	тягач	- «-	1:2	1	в комплекте
1.3	Талевый блок «YC 225», г/п 225 т	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
1.4	Крюк тип «7», г/п 225 т	авт./тр	авт./тр	- «-	1:2	2	- «-
1.5	Вертлюг «SL225», г/п 225 т, рабочее давление 30,5 МПа	авт./тр	авт./тр	- «-	1:2	1	кран-10 тн,
1.6	Балкон верхового рабочего	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
1.7	Устройство быстрой эвакуации верхового рабочего	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
1.8	Ротор «ZP 275», г/п 450 т	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
1.9	Система передачи (трансмиссия)	тягач	тягач	- «-	1:2	2	- «-
1.10	Привод ротора - карданный	авт./тр.	авт./тр.	- «-	1:2	1	- «-
1.11	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером ZQ-100 102-103 мм	авт./тр	авт./тр	- «-	1:2	2	- «-
1.12	Датчики веса, числа оборотов ротора, крутящего момента на роторе, давления на стояке, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента труб-ных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	авт./тр.	авт./тр.	- «-	1:2	1	- «-
1.13	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (стационарный датчик H2S, дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	авт./тр	авт./тр	- «-	1:2	1	- «-
2	Энергетический блок, в том числе:						

Продолжение таблицы 12.6

1	2	3	4	5	6	7	8
2.1	Дизель «CAT C18», N=700 кВт	м.бл.	м.бл.	- «-	1:2	2	- «-
2.2	Дизель-генератор «CAT C18 SR4B», N=480 кВт;	м.бл.	м.бл.	- «-	1:2	2	- «-
2.3	Электрическая подстанция аналогии ZJ-40	- «-	- «-	к-т	1; 2	1	- «-
3	Циркуляционная система, в том числе:						
3.1	Насос «QF-1000» трехплунжерном насосы	м.бл	м.бл	к-т	1; 2	2	- «-
3.2	Всасывающая линия низкого давления бур. раствора буровых насосов 0 305 мм	узел	узел	- «-	- «-	2	
3.3	Задвижки высокого давления 0 100 мм на манифольде буровых насосов	узел	узел	- «-	- «-	4	
3.4	Ёмкость для бурового раствора «D 50», V=50 мз	м.бл.	м.бл	шт	- «-	4	
4	Система очистки бурового раствора:						
4.1	Вибросито «ZZS-1» (одинарное) с электроприводом	агр.	агр.	к-т	1; 2	3	в комплекте
4.2	Пескоотделитель «HZQ 2/125» с центробежным насосом 6х8	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
4.3	Илоотделитель «LCN 100x10/1,5x0,6» с центробежным насосом 6х8	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
4.4	Вакуумный дегазатор ZCQ ¼ с центробежным насосом	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
4.5	Центрифуга «ОГШ-501У-01» с центробежным насосом	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
5	Система приготовления бурового раствора:						
5.1	Гидроворонка на емкости 18 мз	агр.	агр.	- «-	- «-	1	- «-
5.2	Центробежный насос с электроприводом «6х8», N=55 кВт	агр.	агр.	- «-	- «-	2	- «-
5.3	Полевая лаборатория контроля параметров бурового раствора в модуле	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
5.4	Шламовый насос с электроприводом к нему N=5.5 кВт	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
5.5	Емкость для химреагентов, V=1,5 мз с обвязкой и мех. перемешивателем N=7,5кВт и для приготовления бурового раствора V=18 мз	м. бл.	м. бл.	к-т	1:2	1/1	- «-
6.	Емкость для дизтоплива V=20 мз и 30 мз с 3,5 мз расходной емкостью и 2 центробежными насосами и электроприводом к ним					2/1	
8	Емкость для масла секционная, V=1,5 мз	- «-	- «-	- «-	1:2	1	
9	Емкость для воды V=12 мз и 60 мз с 2 центробежными насосами и электроприво-дами к ним			- «-	- «-	2	
10	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	узел	- «-	- «-	4	
11	Насос с электроприводом к нему N=55 кВт для подачи воды	узел	узел	- «-	- «-	3	
12	Лебедка «JC-28/11В», N = 735 кВт, тип привода механический	кр. бл.	кр. бл.	- «-	- «-	1	- «-
13	Вспомогательная лебедка грузоподъемностью XJFH-5/35-5тн.	тягач	тягач	- «-	- «-	2	- «-
14	Противовыбросовое оборудование:						
14,1	Превентор универсальный .на 350 атм	агр.	агр.	- «-	- «-	1	- «-
14,2	Превентор двухплащечный «ХДУ 9» х 700» 230 мм на 700 атм с трубными и глухими плашками	агр.	агр.	- «-	- «-	2	в комплекте

14.3	Буровая катушка ХДУ 9» х 700 атм	агр.	агр.	- «-	- «-	1	- «-
14.4	Блок глушения 0 65 мм на 700 атм	агр.	агр.	- «-	- «-	1	- «-
14.5	Дистанционная система управления ПВО «СН6V-70»	агр.	агр.	- «-	- «-	1	- «-
14.6	Блок дросселирования 80 мм на 700 атм	агр.	агр.	- «-	- «-	1	- «-
15	Металлические полы рабочей площадки 13мх13,9 м			- «-	- «-	2	- «-
16	Металлическое подвышечное основание DZ315/7,5-7,5 м - высота			- «-	- «-	1	- «-
17	Электрокомпрессорный блок	- «-	- «-	- «-	1:2	2	- «-
18	Воздухосборник GB 150-98 с устройством для осушки воздуха JAD-60N	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
19	- всасывающая линия низкого давления – 254 мм	- «-	- «-	- «-	1:2	3	- «-
20	Задвижки низкого давления на всасывающей линии -254 мм	- «-	- «-	- «-	1:2	6	- «-
21	Линия высокого давления – для подачи бурового раствора от насосов в скв. /манифольд бур. насосов/с зажимами для крепл.	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
22	Задвижки высокого давления на манифольде бур. нас. – 5 шт.	- «-	- «-	- «-	1:2	7	- «-
23	Электрокомпрессорный блок	- «-	- «-	- «-	1:2	2	- «-
16	Подсвечник для бурильных труб	агр.	агр.	- «-	- «-	1	в комплекте
17	Шурф для квадрата	- «-	- «-	- «-	- «-	1	- «-
18	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	кр. бл.	- «-	- «-	1:2	1	- «-
19	На буровой датчики стационарные устанавливаются: у ротора, в начале желобной системы, у вибросита, в нас. помещении – (2 шт), у приемных емкостей (2 шт) и в помещении отдыха персонала.	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
20	Стационарные газосигнализаторы имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков, проходят проверку перед монтажом, государственную поверку в процессе эксплуатации в установленные сроки	- «-	- «-	1:2	- «-	1	- «-
21	Приемный мост наклонна	м. бл.	м. бл.	- «-	- «-	1	-
22	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м						
23	Инструментальная площадка						
24	Емкость V=20 м3 для воды с центробежным насосом и электроприводом к нему N=7,5 кВт с обвязкой					2	
25	Топливная емкость V=4 м3 для питания котла ПKN-2M с центробежным насосом и электроприводом к нему N=7,5 кВт с обвязкой	- «-	- «-	- «-	- «-	2+1	
26	Дублирующая панель управления	- «-	- «-	- «-	- «-	1	- «-
27	Задвижка JG-35-10 шт с гидравлическим управлением						
28	Штуцерный манифольд с батареей задвижек и с регулируемыми штуцерами JY-79A	- «-	- «-	- «-	- «-	10	

Таблица 12.7 - Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерен	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1*	Фундамент из железобетонных плит 3 м×1,5 м×0,2 м под:	плита	1; 2	-
1.1	выщечное основание	-"-	-"-	7
1.2	автоплатформу	-"-	-"-	8
1,3	емкости циркуляционной системы	-"-	-"-	8
1,4	блок приготовления бурового раствора	-"-	-"-	5
1.5	буровой насос и привод к нему	-"-	-"-	6
2	Площадка под ГСМ	-"-	-"-	15
3	Бетонирование сточных желобов в шламовый амбар (0,5м×2×50м + 0,5м×50)×0,05м или в шахту	м3	-"-	3,75
4**	Металлические стойки в бутобетоне под отводы ПВО через 10м (200м / 10)	шт	-"-	20
5	Разбивка бетона со сбросом в шламовый амбар или вывоз при демонтаже	м3	-"-	3,75

Примечание: * Допустимая удельная нагрузка обеспечивает безопасное давление на грунт и не превышает предельной несущей нагрузки, с учетом коэффициента запаса прочности равным 1,3 для данного грунта.

** Допускается применение других надежных опор.

Таблица 12.8 - Объем работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
1	Сооружение превенторных щитов	навес.	1	2	Трайлер и авто
2	Монтаж инструментальной площадки	шт	1	1	- - // - -
3	Устройство шурфа из обсадных труб	10м	1	3,3	- - // - -
4	Буровое укрытие, каркас металлический, крыша РТУ	100м ²	1	100	- - // - -

Примечание: Допускается сооружать фундаменты из других плит с аналогичной несущей способностью.

Таблица 12.9 - Объемы работ при использовании мобильной буровой установки «УПА-60» и др. аналогичных установок, для испытания скважин

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1;2	1	Автотранспорт
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	шт.	-"	1	-- // --
3	Выкидная линия НКТ Ø73мм. для отработки скважины	шт.	-"	10	-- // --
4	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	-"	3	-- // --
5	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	шт.	-"	1	-- // --
6	Задвижки d.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	-"	15	-- // --
7	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1	-- // --
8	Фундамент из ж/б плит 6м х 2м 0,2м под емкости	шт.	-"	6	-- // --
9	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	шт.	-"	1	-- // --
10	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м х 15 х 1м	м	-"	-"	-- // --
11	Агрегат УПА-60	к-т	-"	1	-- // --
12	Привод механизмов - Двигатель шасси ЯМЗ -7511 мощностью 294 кВт (400 л.с)	к-т	-"	1	-- // --
13	Талевая система – С устройством перепуска талевого каната 3х4	к-т	-"	1	-- // --
14	Скорость подъема талевого блока 0,15, 1,5 м/с				
15	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА-60	шт.	-"	4	-- // --
16	Дизельгенератор 50 кВт	к-т	-"	1	-- // --
17	Прожектор	шт.	-"	4	-- // --
18	Трапные установки высокого и низкого давлений	атм	-"	-"	-- // --
19	Емкость 50м³ накопления и временного хранения пластовых флюидов	шт.	-"	3	-- // --
20	Замерная емкость 10м³	шт.	-"	3	-- // --

Таблица 12.10 - Материалы и технические средства для выполнения природоохранных мероприятий с использованием «безамбарного способа бурение»

Номер порядку	Наименование материалов и технических средств	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д.	Единица измерения	Количество	Шифр источника расценок
1	2	3	4	5	6
1	Контейнеры (прямоугольные) 1,5-2м ³ для сбора шлама и отработанного раствора	-	шт.	15-20	455 к=0,75
2	Амортизация емкости для сбора бурового шлама и отработанного бурового раствора	-	шт.	2	-
3	Наливная машина для вывоза ОБР и БШ	-	км	-	Тарифы
4	Шламовой насос для откачки отработанного бурового раствора из шахты	-	шт.	1	-

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность цикла строительства скважины

Строительно-монтажные работы для перевозки ВМ бригады, сут.	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.						
	Всего	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание		
					всего	В открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
-	220	8	2	30	180	-	Общее время испытания 2– ми объектов составляет 180 суток

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения		Продолжительность бурения, сут.		
			От (верх)	До (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	1,0	0	50	-	1,0	-
2	Тех. колонна	2,0	50	400	-	10,0	-
3	Эксплуатационная	3,0	400	1150	-	-	12,0
Итого:		7,0				23	

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

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 по следующему перечню:

Таблица 14.1- Средства механизации и автоматизации при бурении и креплении скважины

№№ 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, между переводником Топдрайв и бурильным инструментом	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, между пультом бурильщика и верховым	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
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

Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
18	Устройство против разбрызгивания бурового раствора	БУ	1 к-т
19	Защитные очки и др. СИЗ для приготовителей бурового раствора из химреагентов.	БУ	По 1 шт. на рабочего
20	Очиститель бурильных труб	БУ	1 шт.
21	Комбинированный колпачек для перемещения долот	БУ	1 шт.
22	Приспособление для отвинчивания трехшарошечных долот	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 давления.	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 бурильные трубы	БУ	1 шт.
30	Защитные каски с подшлемниками	БУ	по 1 на рабочего
31	Вкладыши противошумные «Беруши» или противошумные наушники	БУ	по 1 на рабочего
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 и для бурильных труб	БУ	1 к-т
37	Топ-драйв	БУ	1 к-т
38	Устройство для аварийного спуска верхового с полатей	БУ	1 к-т
39	Установить на пульте бурильщика зеркало обзора полатей верхового, для контроля процесса ввода бурильной свечи в элеватор ТопДрайв. Установить камеру наблюдения на приемных емкостях и монитор обзора на пульте бурильщика. Установить моментомер с автоматом отключения привода.	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 14.2 - Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Стандарт на изготовление	Коли- чество, шт
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса	Импортные	1
2	Индикаторы давления, показывающие (манометры)	Импортные	Комплект
3	Роторный моментомер	Импортные	1
4	Шаблоны для контроля за износом центраторов и калибраторов	Импортные	2
5	Мерные скобы для контроля диаметров бурильных труб и УБТ	Импортные	4
6	Уровнемер в доливной емкости	Импортные	1
7	Газоанализатор CH ₄ на 8 точек	Импортные	1
8	Газоанализатор H ₂ S на 5 точки	Импортные	5
9	Газоанализаторы со звуковой сигнализацией в случае превышения ПДК.	Импортные	5
10	Портативный газоанализатор горючего газа (3шт), кислорода (2 шт.), H ₂ S (2 шт.)	Импортные	7
11	Сигнализация превышения ПДК в случае газопроявления	Импортные	5
12	Лаборатория буровых растворов	-	1
12.1	Прибор для определения удельного веса	-	1
12.2	Прибор для определения условной вязкости	-	1
12.3	Вискозиметр	-	1
12.4	Вискозиметр FANN	-	1
12.5	Секундомер	-	1
12.6	Прибор для определения содержания песка	-	1
12.7	Фильтрпресс со сжатым CO ₂	-	1
12.8	Высокотемпературный фильтрпресс высокого давления со сжатым воздухом	-	1
13	Станция геолого-технологического контроля (с глубины 1000м)	-	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 14.3 - Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Стандарт на изготовление	Коли- чество, шт
1	2	3	4
1	Система связи 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 стационар- ный 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

Таблица 14.4 - Нормы освещенности территории, площадок, дорог нефтегазового месторождения

№ п/п	Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при освещении лампами накаливания
1	2	3	4
1.	Устья скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
2	Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок.	XIIIa	30
3	Территори и резервуарных парков, групповых установок	XIII	2
4	Места установки КИПиА		50
5	Места замеров уровня нефти в резервуарных парках*	IX	50
6	Насосные станции	VI	50
7	Компрессорные цеха	IV	75
8	Нефтеналивные и сливные эстакады		
	на поверхности пола	X	30
	на горловине цистерны	IX	50
9	Автомобильные дороги, автостоянки и погрузочно- разгрузочные площадки		8

15. Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов

Проектируемые эксплуатационные скважины, в соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» относятся к опасным производственным объектам.

С целью обеспечения безопасного строительства и эксплуатации эксплуатационной 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;
- организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- проводить обследование и диагностирование производственных зданий, технологических сооружений;
- проводить экспертизу технических устройств, отработавших нормативный срок службы, для определения возможного срока их дальнейшей безопасной эксплуатации;
- допускать к работе на опасных производственных объектах должностных лиц и работников, соответствующих установленным требованиям промышленной безопасности;
- 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;
- проводить анализ причин возникновения аварий, инцидентов, осуществлять мероприятия, направленные на предупреждение и ликвидацию вредного воздействия опасных производственных факторов и их последствий;
- механизмы, детали, приспособления и элементы оборудования, с потенциальным источником опасности для работающих, поверхности ограждающих и защитных устройств окрашиваются в сигнальные цвета.
- 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.

15.1 Состав комиссии по приему экзаменов

На основании об утверждении Правил подготовки, переподготовки и проверки знаний специалистов, работников в области промышленной безопасности, глава 2, пункт 20. Для сдачи экзаменов, приказом учебной организации создается ПДЭК в составе не менее 3 (трех) человек. Положение о работе ПДЭК разрабатывается учебной организацией и утверждается ее руководителем.

15.2 Плана проводимых учебных тревог

На основании Утверждена приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 16 июля 2021 года № 349 Инструкция по разработке плана ликвидации аварий и проведению учебных тревог и противоаварийных тренировок на опасных производственных объектах. Глава 4, пункт 20,22,23.

В целях проверки эффективности Плана на каждом объекте не реже одного раза в год проводится учебная тревога с вызовом подразделений аварийно-спасательной службы, обслуживающего объект.

Задачами проведения учебной тревоги являются:

- проверка подготовленности объекта, персонала к спасению людей и ликвидации аварии;
- проверка соответствия Плана фактическому положению на объекте;
- проверка подразделений аварийно-спасательной службы, обслуживающей объект.

Учебная тревога проводится техническим руководителем организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, совместно с представителями территориального подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности и профессиональных аварийно-спасательных служб в области промышленной безопасности. Проведению учебных тревог отражена глава 5, пункт 1,2,3. в таблица 5.4 (стр 53).

15.3 Противоаварийных тренировок

На основании Утверждена приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 16 июля 2021 года № 349 Инструкция по разработке плана ликвидации аварий и проведению учебных тревог и противоаварийных тренировок на опасных производственных объектах. Глава 3, пункт 16,17,18.

- Противоаварийные тренировки (далее - тренировки) проводятся с целью приобретения практических навыков и способности персонала самостоятельно, быстро и технически грамотно действовать при возникновении технологических нарушений, применяя требования эксплуатационной документации и ремонтно-эксплуатационных паспортов и инструкций в области промышленной безопасности. В целях проверки способности персонала самостоятельно и на основе коллективных действий ликвидировать и предупреждать развитие опасных производственных факторов при аварии и инциденте в качестве обязательной формы обучения и работы с персоналом является участие в противоаварийной тренировке.

- Противоаварийная тренировка проводится с работниками объекта по каждой позиции Плана. Противоаварийные тренировки проводятся без нарушения режима работы на объекте.

Проведение тренировок предусматривает решение следующих задач:

1) проверка способности персонала правильно воспринимать и анализировать информацию о технологическом нарушении, на основе этой информации принимать оптимальное решение по его ликвидации посредством определенного действия или отдачи конкретных распоряжений;

2) обеспечение формирования четких навыков принятия оперативных решений в любой обстановке и в наиболее короткое время;

3) разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение уровня профессиональной подготовки персонала и надежности работы опасных производственных объектов.

Целью проведения тренировки является проверка готовности объекта к ликвидации аварии и инцидента, знание персоналом своих действий во время ликвидации. Противоаварийная тренировка Глава 5, пункт 4,5,6. 7.8. (Таблица 5.4).

15.4 Утверждению экзаменационных билетов

На основании об утверждении Правил подготовки, переподготовки и проверки знаний специалистов, работников в области промышленной безопасности, глава 2, пункт 19.

- Для проведения экзаменов (очно/дистанционно) по вопросам промышленной безопасности, экзаменационные вопросы разрабатываются учебной организацией и утверждаются ее руководителем. Количество тестовых вопросов составляет не менее ста, для сдачи экзаменов по сорокачасовой программе и не менее шестидесяти, для сдачи экзаменов по десятичасовой программе. Количество вариантов ответов на один тестовый вопрос составляет не менее четырех и не более шести, один из которых правильный. Тестовые вопросы обновляются один раз в год, не менее чем на 10 (десять) процентов от общего количества вопросов. Время на выполнение тестового задания составляет сто двадцать минут, для сдачи экзаменов по сорокачасовой программе и девяносто минут, для сдачи экзаменов по десятичасовой программе.

- При сдаче экзаменов в письменной форме, экзаменационные работы с присвоенными идентификационными номерами, выполняются на листах, на которых не допускаются условные пометки, раскрывающие авторство работы. По окончании экзамена все письменные экзаменационные работы сдаются членам постоянно действующих экзаменационных комиссий (далее - ПДЭК). Письменные экзаменационные работы проверяются членами ПДЭК в день экзамена.

15.5 План ликвидации

На основании Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» подпункт 18) пункта 3 статьи 16 Закона».

- Организации, имеющие опасные производственные объекты и (или) привлекаемые к работам на них, в дополнение к пункту 2 настоящей статьи обязаны.

-Заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами в области промышленной безопасности договоры на проведение профилактических и горноспасательных, газоспасательных, противофонтанных работ.

- 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».

Рабочие места и производственные процессы должны также отвечать «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (№ 355 от 30 декабря 2014 года). Для всех поступающих на работу лиц, а также для лиц, переводимых на другую работу, обязательно проведение инструктажа по безопасности труда, обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, оказания первой помощи пострадавшим.

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».

16. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

№№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (от 30 декабря 2014 года №355 с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.11.2019г № 872).	Утв. Министром по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014г № 355
2	О гражданской защите (с <u>изменениями и дополнениями</u> по состоянию на 01.07.2023 г)	№188-V от 11.04.2014 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.07.2020 г.)
3	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих горные и геологоразведочные работы	Утв. Министра индустрии и инфраструктурного развития от 19 июня 2020года №364
4	Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 24 сентября 2024 года № 337
5	Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана	приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 16 декабря 2024 года № 200.
6	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно опасным объектам»	Приказ Министра здравоохранения РК №КР ДСМ-90 от 25 августа 2022года
8	Правила обеспечения промышленной безопасности для хвостовика и шламовых хозяйств опасных производственных объектов	Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям РК№27 от 18 января 2023года
9	Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности	Принят Приказом Министра здравоохранения РК от 11 февраля 2022 года № КР ДСМ-13
10	Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам по обслуживанию транспортных средств и пассажиров»	Приказ Министра здравоохранения РК №КР ДСМ-98
11	Об утверждении санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»	Приказ Министра здравоохранения РК от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ-275/2020
12	Правила гигиенического обучения группы населения и гигиенического обучения население	Приказ Министра здравоохранения РК № КР ДСМ-268/2020 от 15 декабря 2020 года
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания»	Приказ Министра здравоохранения РК № КР ДСМ-16 от 17 февраля 2022 года
14	Кодекс республики Казахстан о здоровье народа и системе здравоохранения	№360-IV Закон РК от 07.07.2020г
15	Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства	Приказ Министра здравоохранения №КР ДСМ-49 от 5 апреля 2023 года №60.
16	Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания"	по Приказу МЗ РК №КР ДСМ-16 от 17 февраля 2022 года
17	Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности"	Приказом Министра здравоохранения РК от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ 275/2020
19	Кодекс республики Казахстан о здоровье народа и системе здравоохранения	№360-IV Закон РК от 07.07.2020г

20	Правила обеспечение промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих взрывных работы	Утверждены Министром МИР РК от 30.12.2014г №343
21	Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности	Приказ Министра здравоохранения РК от 11 января 2022года КР ДСМ-2.
22	Правила обеспечение промышленной безопасности при эксплуатации оборудование работающего под давлением	Приказ Министра национальной экономики РК от 30.12.2014г №358 были изменения и дополнения, в частности приказы, обновляющие отдельные пункты (19.01.2023)
23	Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению производства и потребления	Приказ Министра здравоохранения РК от 25.12.2020 года №КР ДСМ-331/2020.
24	Экологическому кодексу Республики Казахстан	от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК
26	Санитарно-эпидемиологические требования к водоемосточникам, местам водозабора хозяйственно питьевых целей	Приказ Министра здравоохранения экономики РК от 20 февраля 2023 года №209
27	«Методике расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию»	утвержденный приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164.
Справочная литература		
28	Макет технического (рабочего) проекта на строительство скважин на нефть и газ. РД 39- 0148052-537-87.	г. Москва, ВНИИБТ, 1987г.
29	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.	г. Самара, ВНИИТ нефть, 1997г.
30	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1977г.
31	РД 39-0147014-217-86. Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1987г.
32	Инструкция по эксплуатации колонкового снаряда «Недра» КД II –190/80 (КД ПМ–190/80).	г. Москва, ВНИИБТ, 1975г.
33	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1990г.
34	РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1980г.
35	Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В.И. Мищевича.	г. Москва, Недра, 1976г.
36	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна.	г. Москва, Недра, 1976г.
37	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова.	г. Москва, Недра, 1981г.
38	ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним.	г. Москва, Госстандарт, 1982г.
39	Спутник буровика. Справочник К.В. Иогансен.	г. Москва, Недра, 1986г.
40	ГОСТ 13862-90. Обвязки устья скважин противовыбросовым оборудованием.	г. Москва, Госстандарт, 1990г.
41	Б.И. Мительман «Справочник по гидравлическим расчетам в бурении».	г. Москва, Недра, 1963г.
42	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин.	г. Краснодар, ВНИИКР нефть, 1986г.
43	Справочник инженера по бурению т. II под редакцией В.И. Мищевича.	г. Москва, Недра, 1978г.
44	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые.	г. Москва, ЦБНТ ГК СССР, 1987г.
45	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.	г. Москва НИИ труда, 1987г.

46	Справочник укрепления сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин.	г. Москва, Недра, 1981г.
47	Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин.	г. Москва, Недра, 2000г.
48	Буровые растворы.	г. Астрахань, 2000г.
49	РД 39-022-90. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважины на нефть и газ на суше	г. Москва, ВНИИБТ, 1990г.
50	Дополнение к РД 39-0148052-537-87. Раздел 3. «Охрана окружающей природной среды». Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ.	г. Москва, ВНИИБТ, 1990г.
51	РД 39-3-819-82. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин.	г. Краснодар, ВНИИКР нефть, 1983г.
52	Инструкция радиационной безопасности РД-39-97.	г. Актау, «КазНИПИМунайгаз», 1997г.
53	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	-
54	РД 39-2-1220-84 «Требования по защите работающих при строительстве скважин в особых условиях».	-
55	Водный Кодекс РК, ст. 21 «Водоохранные зоны и полосы» от 31 марта 1993г. (официальный текст по состоянию законодательства на 20 апреля 1997г.) 2-ое изд.	г. Алматы, 1997г.
56	Международный транслятор-справочник. Буровой породоразрушающий инструмент. Том 1. Шарошечные долота. В.Я.Кершенбаум, А.В.Торгашова, А.Г. Мессер.	г. Москва, 2003г.

ГЛАВА 2. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

2.1 Сведения о водоснабжении

Таблица 2.1.1 - Водоснабжение

Расчетная потребность в тех. воде, м ³	Объем запасных емкостей для воды, м ³	Необходимо ли: (Да, Нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		Бурить скважину для водоснабжен	строить водопровод	Подключить водопровод к источнику	Подвозить воду цистернами	Наименование (магистр. в-д. водовод., водозабор, арт. скважина и т.д.)	Место расположение	Рабочий расход	Расстояние до буровой, км	Диаметр, мм	Длина, м
Для технических нужд 494,42	80	нет	нет	нет	да	-	Кызылординской	-	-	-	-
Для хозяйственно питьевых нужд 330,32	20	нет	нет	нет	да	-		-	-	-	-

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

РАСЧЕТ РАСХОДА ВОДЫ

Расчет норм водопотребления и водоотведения производится согласно, СНиП РК 4.01-02-2009.

Расход воды на питьевые нужды для одного человека - 25,0 л/сут (СНиП РК 4.01-02-2011г).

Расход пресной воды для хозяйственных нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет соответственно 36,0 л/сут и 100,0 л/сут (СНиП РК 4.01-02-2011г).

Расчет норм водопотребления и водоотведения

Подготовительных работах – 7 человек;

Строительно-монтажные работы – 10 человек;

Бурении и креплении – 14 человек;

Испытании – 8 человек.

Расход воды для хозяйственных нужд по виду работ:

СМР – 8 сут:

Питьевое: 10 чел. x 25 л x 8 сут = 2000 л = 2м³

Столовая: 10 чел. x 36л x 8 сут = 2880л = 2,88м³

Душевая: 10 чел. x 100 л x 8 сут = 8000 л = 8,0м³

Итого: 12,88м³

ПЗР - 2,0сут:

Питьевое: 7чел x 25л x 2сут = 350л = 0,35м³

Столовая: 7 чел. x 36л x 2сут = 504л = 0,504м³

Душевая: 7 чел. x 100 л x 2сут = 1400л = 1,4м³

Итого: 2,254м³

Бурение крепление - 30сут:

Питьевое: 14 чел. x 25л x 30 сут = 1050л = 10,5 м³

Столовая: 14 чел. x 36л x 30сут = 1512л = 15,12м³

Душевая: 14 чел. x 100л x 30 сут = 4200л = 4,2м³

Итого: 67,62м³

Испытание – 180сут:

Питьевое: 8 чел. x 25л x 180 сут = 36000л = 36м³

Столовая: 8 чел. x 36л x 180 сут = 51840л = 51,84м³

Душевая: 8 чел. x 100л x 180 сут = 144000л = 144,0м³

Итого: 231,84 м³

Таблица 2.1.2- Баланс водопотребление и водоотведение

№ п/п	Наименование работ	Расход воды (м³) на скважину для			
		хозяйственно питьевых нужд	технических нужд	пожаротушение	всего
1	2	3	4	5	6
1	СМР и подготовительные работы к бурению	15,13	-	-	15,13
2	Бурение и крепление	67,62	376,80	50	494,42
3	Испытание на продуктивность	231,84	130	-	361,84
4	Непредвиденные расходы 5%	15,72	-	-	15,72
5	Итого водопотребление	330,32	-	-	330,32
6	Итого водоотведение	264,25	-	-	264,25

Примечание:

Расход воды для технических нужд:

- приготовления бурового раствора (таблица 7.6) – 318,595м³
- цементирования (таблица 9.16): - 58,21 м³
- испытания (таблица 10.7): - 130 м³

2.2 Сведения об энергоснабжении

Таблица 2.2.1 – Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии	Заявленная мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линии передачи эл/энергии		
	Системы эл/ снабжения буровой	Транс-форма- торов	Наименование (энергосистема, эл/станция и т.д.)	Расстояние до буровой км	ЛЭП, кВт	Подземный (подводный) кабель, км	Длина
1	2	3	4	5	6	7	8
Буровая установка ZJ-40/2250L6 CAT SR4B - N=480 кВт -2 комплекта;(основные) Буровая установка УПА – 60 (при испытании) Дизель " ЯМЗ-238Д2", N=176,5 кВт – 1 комплекта							

Линии электропередач: Распределение электроэнергии осуществляется по кабельным линиям

Таблица 2.2.2 - Расчет потребности в ГСМ

Продолжительность работы	Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
	Всего	в том числе			наименование	расстояние до буровой, км
		Дизельное топливо ГОСТ 305-82	Моторное масло ГОСТ 305-82			
1	2	3	4	5	6	7
ZJ-40						
Бурении и креплении	269,57	261,78	7,79			
ZJ-30						
Бурении и креплении	217,87	211,6	6,27			
Буровая установка УПА – 60 (при испытание)						
Испытание	30,74	266,18	7,92			

ПРИ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ И ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ:

Дизель электростанция VOLVO PENTA TAD N=330 кВт - 1 комплекта;

Согласны паспортной характеристики расход топлива – 182 г/кВт.ч.

Дизельное топливо: $0,000001 \cdot 182 \cdot 330 \cdot 24 \cdot (8+2) = 14,41 \text{ тн.}$

где: строительное -монтажные работы - 8 суток

Подготовительные работы – 2 суток

0,000001 – перевод г в тонну:

24 час – время работы.

Расход масла: $14,41 \times 0,032 \times 0,93 = 0,428 \text{ тн}$

Буровая установка ZJ-40/225

Дизельный двигатель CAT18 - N=700 кВт - 2 комплекта;

Согласно паспортной характеристики расход топлива – 198 г/кВт.ч.,

Дизельное топливо: $2 \cdot 0,000001 \cdot 198 \cdot 700 \cdot 24 \cdot 30 = 199,58 \text{ тн.}$

Расход масла: $199,58 \times 0,032 \times 0,93 = 5,94 \text{ тн}$

Дизельный генератор CAT SR4B - N=480 кВт -2 комплекта;

Согласно паспортной характеристики расход топлива – 90 г/кВт.ч.,

Дизельное топливо: $2 \cdot 0,000001 \cdot 90 \cdot 480 \cdot 24 \cdot 30 = 62,20 \text{ тн.}$

Расход масла: $62,20 \times 0,032 \times 0,93 = 1,85 \text{ тн}$

Всего: дизельное топливо $199,58 + 62,20 = 261,78 \text{ тн.}$

масло $5,94 + 1,85 = 7,79 \text{ тн.}$

Буровая установка ZJ-30.

При бурение и крепление

Силовой привод САТ 3408 мощность 354 кВт - 2 комплекта

Согласно паспортной характеристики расход топлива - удельный расход топлива-298 г/кВт.час

Дизельное топливо: $2 \times 0,000001 \times 298 \times 354 \times 24 \times 30 = 152,0 \text{ т}$

Масло: $152 \times 0,032 \times 0,93 = 4,5 \text{ тн}$

где: 0,000001 – перевод г в тонну:

298-расход г//кВт*ч.

30 –бурение крепление.

2 – количество дизелей.

Дизель электростанция TAD 1242 N – 398 кВт (освещение) -1комплекта

Дизельное топливо: $0,000001 \times 208 \times 398 \times 24 \times 30 = 59,60 \text{ тн.}$

Масло: $59,60 \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 1,77 \text{ т}$

где: расход топлива – 208 г/кВт*час

Всего: дизельное топливо $152 + 59,6 = 211,6 \text{ тн.}$

масло $4,5 + 1,77 = 6,27 \text{ тн.}$

Подъемная установка УПА-60 при испытание

Дизельный двигатель ЯМЗ-238, N=176кВт

Согласно паспортной характеристики расход топлива – 212 г/кВт.ч.,

Дизельное топливо: $0,000001 \times 212 \times 176 \times 180 = 6,72 \text{ тн}$

Расход масло: $6,72 \times 0,032 \times 0,93 = 0,200 \text{ тн}$

Дизель генератор VOLVO PENTA TAD N=330 кВт - 1 комплекта;

Согласны паспортной характеристики расход топлива – 182 г/кВт.ч.

Дизельное топливо: $0,000001 \cdot 182 \cdot 330 \cdot 24 \cdot 180 = 259,46 \text{ тн.}$

Расход масло: $259,46 \times 0,032 \times 0,93 = 7,72 \text{ тн}$

Всего: дизельное топливо $6,72 + 259,46 = 266,18 \text{ тн.}$

масло $0,200 + 7,72 = 7,92 \text{ тн.}$

2.3 Схема транспортировки грузов и вахт

Таблица 2.3.1 - Маршруты транспортировки грузов вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организаций исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительства персонала		Номера маршрутов	Характеристика маршрута						
			Общая протяженность, км	Пункты следования по маршруту	Расстояние между пунктами, км	Вид транспорта (наземный морской, речной железно-дорожный авиа)	Наземные пути подвоза		
							Тип дороги (асфальтирования грунтовая лежневая и т.д.)	Вид транспортного средства, (автомобиль вездеход, трактор и т.д.)	Требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Маршруты транспортировки грузов и вахт определяет буровой подрядчик по контракту									
-	Кызылординской Буровая	1 2	- -	Кызылординской Буровая	- -	наземный наземный	грунтовая бездорожье	Автотранспорт	нет нет

ГЛАВА 3. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ

3.1 Общая пояснительная записка и обоснование критериев ликвидации и консервации скважины

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации и консервации скважин на контрактной территории АО "НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ "КОР" направлены на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Структура и состав проектной документации определены в соответствии с действующими нормативными требованиями и включают в себя разделы по ликвидации скважины, предусмотренные «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 16 декабря 2024 года № 200. Решение о ликвидации и консервации будет приниматься Заказчиком с обязательным согласованием с инспекцией геологии и недропользования; После выполнения работ, предусмотренных планом ликвидации скважины, скважина будет ликвидирована по инициативе пользователя недр.

Скважина ликвидируется на основании решения ГТС «Заказчика» с определением категории ликвидации в соответствии с «Правилам консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана».

Пользователь недр обязан обеспечить ликвидацию скважины, не подлежащей использованию в установленном порядке. Рабочий проект предусматривает, что после достижения проектной глубины 1150 м в скважину спускается и цементируется до устья 168,3 мм эксплуатационная колонна. Скважина ликвидируется согласно с «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана». Подготовку материалов в комиссию для оформления ликвидации скважины, право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ при ликвидации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, несет пользователь недр (заказчик).

Устье и ствол ликвидируемой скважины оборудуются в соответствии с действующими инструкциями и с разработанным и утвержденным Заказчиком «Планом изоляционно-ликвидационных работ на скважине», Конкретный план действий по ликвидации скважины, законченной строительством, разрабатывается пользователями недр с учетом местных условий, согласно «Правилам консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» и других нормативных документов.

3.2.1 Порядок оформления материалов на ликвидацию скважин

1. Все работы по порядку оформления материалов на ликвидацию (консервацию) скважин должны проводиться в строгом соответствии с «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана». (приказ МЭ РК №200 от 22.05.2018г).

2. Для рассмотрения материалов на ликвидацию скважины Заказчика, на балансе которого она находится, своим приказом создает постоянно действующую комиссию из главных специалистов предприятия под председательством его руководителя. По скважине, ликвидируемой после окончания строительства, подготовку материалов и согласование ее ликвидации с областной инспекции геологии и недропользования проводит исполнитель работ по согласованию.

3. В постоянно действующую комиссию на рассмотрение представляются следующие материалы:

а) справка с краткими сведениями из истории бурения (с обязательным указанием дат начала и прекращения бурения, проектной и фактической конструкции, причин отступления от проекта, причин ликвидации скважины (с обоснованием);

б) выкопировка из структурной карты с указанием проектного и фактического положения устья и забоя;

в) справка о том, когда и кем составлен проект строительства этой скважины и кто его утверждал, фактической стоимости скважины;

г) диаграммы стандартного каротажа с разбивкой на горизонты и заключениями по всем вскрытым пластам, а также заключение по проверке качества цементирования (АКЦ и др.);

д) акты опрессовки колонн и цементных мостов, подписанные исполнителями работ;

е) акт проверки технического состояния обсадной колонны;

ж) акт заложения скважины;

з) справка о стоимости строительства скважины.

4. По результатам проверки технического состояния составляется план изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающий выполнение требований охраны окружающей природной среды. К плану прилагаются протокол постоянно действующей комиссии, каротажная диаграмма и заключение по геофизическим исследованиям скважины.

5. Все работы по проверке технического состояния по результатам выполнения работ оформляются актами за подписью их исполнителей, материалы должны быть сброшюрованы, заверены печатью и подписями. Первый экземпляр хранится в делах организации Заказчика, на балансе которого находится скважина, второй экземпляр – в территориальной инспекции геологии и недропользования.

6. По оценочным скважинам, пробуренным на месторождения Восточный Караванчи указанные материалы представляются для заключения в МД «Запказнедра». Согласованный в указанном порядке план изоляционно-ликвидационных работ является основанием для проведения работ по ликвидации объекта.

7. Ответственность за своевременное и качественное проведение работ несет организация Заказчика, на балансе которого находится ликвидируемая скважина.

8. Учет, ежегодный контроль за состоянием устьев ликвидируемых скважин и необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований охраны недр возлагаются на организацию Заказчика, на балансе которого находится ликвидируемая скважина.

9. Повторная ликвидация восстановленных скважин и оформление материалов на ликвидацию проводится согласно «Правилам консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» (приказ МЭ РК №200 от 22.05.2018г) в соответствии с задачами и интервалами, указанными в проекте или обосновании на восстановительные работы.

3.2.2 Оборудование устья и ствола скважин при ее ликвидации

1. Все работы по оборудованию устья и ствола скважины, пробуренной на месторождения Восточный Караванчи, при ее ликвидации должны проводиться в строгом соответствии индивидуальным планом изоляционно-ликвидационных работ по скважине, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию скважины с учетом «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» (приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 16 декабря 2024 года № 200).

2. Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважины, ликвидируются по дополнительным планам.

3. Скважины, подлежащие ликвидации, должны быть заполнены буровым раствором с плотностью, позволяющей создать гидростатическое давление, превышающее пластовое на 15 % (при отсутствии поглощения).

4. Раствор должен быть обработан ингибитором коррозии, устье скважины до 5 м

должно быть залито незамерзающей жидкостью (диз.топливо) во избежание размораживания устья скважины.

3.2.3 Технологические и технические решения по ликвидации скважин

Ликвидация эксплуатационных скважин на месторождения Восточный Караванчи в проекте разработана без отворота и извлечения частей колонн, т.к. все они по проекту зацементированы до устья скважины.

Планами работ на установку изоляционно-ликвидационных мостов при переходе к вышележащим объектам необходимо предусматривать выполнение проектных решений, разработать меры по предупреждению поглощений и других осложнений, меры по предупреждению аварий при производстве работ.

Техническим решением для ликвидации скважины принимается метод установки цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза.

Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с типовым проектом проведения изоляционно-ликвидационных работ по ликвидации скважин, отвечающем всем требованиям законодательных актов по недропользованию.

В соответствии с существующими Правилами безопасности перед началом работ по установке изоляционно-ликвидационных мостов скважина должна быть заполнена буровым раствором с плотностью, позволяющей создать давление на 15% превышающее пластовое.

Подбор рецептур цементного раствора и буферных жидкостей для установки цементных мостов должен осуществляться с применением проектных добавок к цементному раствору и с учетом горно-геологических и технологических особенностей скважины. Основным параметром при этом принято время начала загустевания цементного раствора. Обязательными параметрами являются: водоотделение, прочность цементного камня на сжатие, на изгиб, время начала и окончания схватывания цементного раствора. Рекомендуемые в указанных таблицах рецептуры цементного раствора являются базовыми и могут быть изменены в зависимости от фактических геолого-технических и технологических условий в скважине и проверены в лаборатории.

3.2.4 Порядок организации работ и оформления документов по ликвидации скважин

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

Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан, природоохранными органами, план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины.

При установке цементного моста предусматриваются следующие технологические особенности и последовательность работ:

- способ установки цементных мостов – на равновесие;
- метод установки – с контролем по объему;
- диаметр заливочных труб НКТ-73,0 (СБТ-88,9мм), нижняя часть колонны представлена воронкой;

- глубина спуска заливочной колонны – 20 метров ниже отверстий перфорации (при их наличии).
- Последовательность работ по тампонажу и испытанию мостов на прочность:
- закачка буферной жидкости №1;
 - закачка цементного раствора;
 - закачка буферной жидкости №2;
 - закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
 - для верхнего пласта при ликвидации скважины, предусматривается после продавки, закачка цементного раствора в зону фильтра под давлением в количестве 5% от объема цементного раствора, используемого на мост, в зависимости от приемистости пласта давление закачки не выше давления гидроразрыва;
 - подъем заливочной колонны в кровлю устанавливаемого моста;
 - герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом;
 - срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавка+буфер №2». При отсутствии на выходе цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки ½ объема продавочной жидкости;
 - разгерметизация устья;
 - подъем 2-3 свечей заливочных труб;
 - стоянка на ОЗЦ;
 - подъем заливочных труб;
 - спуск компоновки: долото + УБТ + НКТ (СБТ-88,9мм), нащупывания цементного моста;
 - испытание моста на прочность, но не более предельно допустимой на цементный камень. Результаты работ по установке мостов, проверке их на прочность и герметичность оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. После выполнения перечисленного комплекса работ оборудование ствола ликвидируемой скважины и после подписания акта органом надзора ликвидация скважины считается завершенным.

3.2.5 Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности

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.

Безопасность работ должна предусматривать:

- соблюдение мер по обеспечению параметров бурового раствора в соответствии с величинами, регламентированными проектом на строительство скважины;
- перед установкой цементных мостов скважина должна быть заполнена буровым раствором с плотностью, позволяющей создать против напорных горизонтов давление, на 15% превышающее пластовое;
- обеспечение надежной безаварийной работы бурового и вспомогательного оборудования;
- соблюдение мер безопасности в процессе промывок, спускоподъемных операций, приготовления и обработки бурового раствора химическими реагентами;
- соблюдение мероприятий по предупреждению нефтегазоводопроявления;
- использование в работе противовыбросового оборудования, обеспечивающего надежную герметизацию устья скважины в случае нефтегазоводопроявлений и проведение технологических операций по глушению скважины;

- в процессе установки ликвидационных цементных мостов технология производства работ должна исключать попадание тампонирующего раствора в морскую среду;
- выполнение технологических процессов с использованием системы контрольно-измерительных приборов и станции геолого-технологического контроля;
- проведение инструктажей по правилам экологической и промышленной безопасности перед осуществлением технологических операций;
- соблюдение мер безопасности при опрессовке нагнетательных линий и цементных мостов, работах при цементировании и обслуживании тампонажной техники, запорной арматуры;
- соблюдение правил пожарной безопасности;
- обеспечение электробезопасности;
- обеспечение организации работ по цементированию в соответствии с планами работ и расчетными затратами времени на проводимые операции;
- обеспечение обслуживающего персонала средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- соблюдение мер безопасности при работе с химическими реагентами.

3.3 Консервация скважин

3.3.1 Технологические и технические решения по консервации скважин

Консервация скважины на период эксплуатационных работ предусматривается после окончания строительства со спущенной эксплуатационной колонной при наличии промышленных залежей углеводородов. После проведения комплекса работ по испытанию скважины, получения положительного результата по продуктивности, принятия решения о консервации, скважина глушится. Скважина заполняется раствором.

Предусматривается установка цементного моста в 168,3 мм колонне высотой 50-100м и с подошвой моста 20-50м. Порядок работ при установке консервационного моста аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов. НКТ поднимается после установки над цементным мостом не менее чем на 10м или извлекается из колонны. Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространствах, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией в интервале 0 – 10 метров. Законсервированная скважина должна быть заполнена раствором, обработанным нейтрализатором сероводорода при наличии.

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

3.3.2 Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

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

Последовательность работ по консервации скважины следующая:

- заглушить скважину;
- демонтировать фонтанную арматуру и через переходную катушку на крестовину смонтировать противовыбросовое оборудование, предусмотренное проектом;
- спустить НКТ или СБТ до глубины ниже интервала перфорации на 10м, промыть скважину с обработкой раствора и доведением бурового раствора до параметров, рекомендуемых проектом;
- закачать в интервал перфорации специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- поднять НКТ или СБТ до нижней границы цементного моста;
- установить консервационный цементный мост (порядок аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов);
- демонтировать противовыбросовое оборудование и смонтировать фонтанную арматуру;
- заполнить верхнюю часть скважины незамерзающей жидкостью (нефтью) в интервале 0-10м (прямой и обратной циркуляцией закачав дизельное топливо в трубное и затрубное пространства);
- на фонтанной арматуре закрыть все задвижки, снять штурвалы, манометры, установить заглушки;
- демонтировать буровую установку;
- провести рекультивацию и планировку площадки;
- оградить устье скважины и на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, площадь (месторождение), предприятия-пользователя недр, дата (срок) консервации, произвести планировку при скважинной площадке.

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

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

ГЛАВА 4. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

4.1 Основные требования по промышленной безопасности и охране труда

1. Производство работ по строительству скважин осуществляется в соответствии с «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 28 декабря 2022 года №343.

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 правил и сроков проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников (Приказ Министра здравоохранения и социального развития РК от 26 июля 2024 года № 278. Об утверждении Правил и сроков проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников).

5. Монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровой установки должна проводиться в соответствии с требованиями «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБЭ), «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭЭ) и «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

6. Основным документом на строительство скважины является проект, который разрабатывается специализированной организацией и утверждается в установленном порядке. Один экземпляр проекта должен быть на объекте бурения.

7. Контроль за исполнением проекта на строительство скважины возлагается на заказчика, который при необходимости, может привлекать проектную организацию.

8. Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается буровым предприятием и согласовывается с Заказчиком, территориальных подразделений уполномоченного органа в области промышленной безопасности и утверждается в установленном порядке.

9. Эксплуатацию БУ осуществлять при наличии документов регистра РК на право ее эксплуатации, акта приемки БУ межведомственной комиссией, приказа по объединению о вводе БУ в эксплуатацию.

10. Бурение скважин 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.

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

12. На территории буровой установке, а также жилого городка, должны быть установлены флюгера или ветровые носки, не менее четырех единиц на каждом участке, в пределах видимости с любого места.

13. Подрядной Компанией должен быть заключён контракт на медицинское обслуживание с близлежащим центром медицинского обслуживания к месту проведения буровых работ.

14. Должно быть не менее четырех комплектов аптечек для оказания первой медицинской помощи.

15. Помещения и открытые пространства по классу взрывоопасности должны соответствовать требованиям, представленным в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 Классификация сооружений и наружных установок объектов разработки нефтегазовых месторождений по взрывопожарной и пожарной опасности, согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности» от 28.12.2022г №343.

Таблица 4.1.1 - Классификация сооружений и наружных установок объектов разработки нефтегазовых месторождений по взрывопожарной и пожарной опасности

№№ п/п	Наименование зданий, сооружения и наружных установок	Категории сооружений	Класс взрыво пожарных зон	Категория и группа взрывоопасной смеси
1	2	3	4	5
1	Устья нефтяных скважин. Замерные, сепарационные установки, в том числе узел распределения потока по сепараторам, блок сепараторов.	A	B-1a-B-1г	IIA-T3
2	Узел предварительного отбора газа, (депульзатор), выносной каплеуловитель, факел для аварийного сжигания газа, емкость - сборник	A	B-1a-B-1г	IIA-T3
3	Трубопроводы нефти и газа. Дожимные насосные станции.	A	B-1a-B-1г	IIA-T3
4	В т.ч блок предварительного отбора газа, блок насосный, блок предварительного обезвоживания и очистки пластовой воды, блок замера нефти, газа и воды, блок компрессорной воздуха для питания приборов КИПиА, блок нагрева продукции скважин, блок реагентного хозяйства, блок закачки ингибиторов коррозии, емкость дренажная подземная	A	B-1a-B-1г	IIA-T3
II. Сооружения технологического комплекса, размещаемые на ЦПС				
5	Центральный пункт сбора	A	B-1a-B-1г	IIA-T3
6	Установка предварительного сброса пластовых вод	Д	II - III	Нормальная среда
7	Установка подготовки нефти (УПН)	A	B-1a-B-1г	IIA-T3
8	Резервуарные парки	A	B-1a-B-1г	IIA-T3
9	Узлы учета нефти	A	B-1a-B-1г	IIA-T3

10	Нефтенасосные станции	A	B-1a-B-1г	ПА-ТЗ
11	Установки подготовки газа	A	B-1a-B-1г	ПА-ТЗ
12	Компрессорные станции	A	B-1a-B-1г	ПА-ТЗ
13	Факельная система	A	B-1a-B-1г	ПА-ТЗ

Таблица 4.1.2 - Сопоставимость классов взрывоопасных зон

№ п/п	Класс и характеристика взрывоопасной зоны по ПЭУ	Класс и характеристика взрывоопасной зоны настоящих Правил к зарубежным стандартам
1	2	3
1	В-1 Пространство закрытых помещений при установленных в них открытых технических устройствах, аппаратах, емкостях	Зона 0 Пространство, с постоянным или в течение длительного времени присутствием взрывоопасной смеси
2	В-1а Пространство закрытых помещений приустановленных в них закрытых технических устройствах, аппаратах, емкостях	Зона 1 Пространство, с возможным присутствием взрывоопасной смеси при нормальных эксплуатационных условиях
3	В-1а Открытые пространства вокруг открытых технических устройств, аппаратов, емкостей (граница зон этого других классов)	Зона 1 Пространство, с возможным присутствием взрывоопасной смеси при нормальных эксплуатационных условиях
4	В-1г Открытые пространства вокруг закрытых технических устройств, аппаратов, емкостей	Зона 2 Пространство, с маловероятным появлением взрывоопасной смеси, а в случае ее появления она существует только в течение короткого периода времени

Примечание: Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с взрывоопасными зонами классов 0 и 1 (двери, окна, вентиляционные отверстия), считаются взрывоопасным.

Таблица 4.1.3 - Предельно допустимые концентрации и предельно допустимые взрывные концентрации вредных веществ и свойства паров и газов в воздухе рабочей зоны производственных помещений и площадок

Наименование вещества	Плотность кг/м ³	Плотность по воздуху	ПДК мг/м ³ , рабочей зоны	ПДК, мг/м ³ населенных мест	Пределы воспламенения по объему, в %		Класс опасности
				Максим.	нижний	верхний	
1	2	3	4	5	6	7	8
Аммиак	681,4	0,59	20	0,2	17	28	IV
Ацетон	790,8	2,00	200	0,35	2,20	13,0	IV
Бензин топливный	722-790,8	3,28- 3,65	100	0,05-5	0,76- 1,48	5,03-8,12	IV
Бензол	879,0	2,7	5	0,3	1,40	7,1	II
Бутан	2,672	2,06	300	200,0	1,80	9,1	IV
Гексан	659,35	3,00	300	60,0	1,20	7,5	IV
Дихлорэтан	1253,0	3,4	10	3,0	6,20	16,0	II
Изопентан	2,672	2,06	300	15,0	1,80	38,0	IV
Изопентан	619,67	2,50	300		1,30	28,0	IV
Керосин	792,0	4,15	300		1,40	7,5	IV
Ксилол	855	3,66	50	0,2	1,00	6,0	III
Меркаптаны			0,8	9x10-6			II
Метан	0,71	0,55	300		5,00	15,0	IV
Метиловый спирт	795,0	1,11	5		6,00	34,7	III
Нефть (фракция до 1800С)		3,50	300		1,26	6,5	III
Окись углерода	1,25	0,967			12,5	74	
Пропан	500,5	1,56	1	03-06	2,10	9,5	IV
Пентан	626,17	2,50	300	100	1,40	7,8	IV
Пропиловый спирт	804,4	2,10	10	0,3	2,10	135	III
Сероводород	1,539	1,19	10	0,008	4,30	46,0	II
Сероводород с углеводорода ми C1-C5		-	3	0,03	-	-	III
Сероуглерод	11263,0	2,6	10/3	0,03	1,33	33	II
Сернистый ангидрит	2,93	2,26					
Этан	1,35	1,05	300		2,90	15,0	IV
Этилен	1,2594	0,97	100	3,0	3,00	32,00	IV
Этиловый спирт	789,2	1,60	1000		3,60	19,0	IV

4.2 Промышленная безопасности, охрана труда, промышленная санитария, противопожарная техника

4.2.1 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Предприятие обязано соблюдать требования Законов Республики Казахстан от 11.04.2014 г. № 188-V «О гражданской защите» раздел 4 "Предупреждение чрезвычайных ситуаций":

- 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 чрезвычайным ситуациям 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 по гражданской 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 защите разрабатываются и проводятся заблаговременно. Страхование лиц, привлекаемых к выполнению мероприятий Гражданской защите 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, по санитарии в целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения нормальных и комфортабельных условий труда и отдыха в соответствии

Учитывая высокую опасность производства, предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности, по санитарии 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 постановлением правительства Республики Казахстан от 7 июля 2020г №360-VI. «Требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, вводе эксплуатации объектов строительства».

-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 видах 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, «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» постановлением Приказ министра здравоохранения РК от 11 февраля 2022 года №КР ДСМ-13, строгое соблюдение требований и мероприятий следующих нормативно-технических документов, действующих в нефтегазовой отрасли промышленности Республики Казахстан.

Таблица 4.2.1 - Основные нормативно-технические документы

№№ п/п	Основные нормативно-технические документы	Объект применения
1	2	3
1	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отрасли промышленности. Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 4 августа 2023года №355.	Все виды работ на объекте. Цикл строительства скважины (монтаж, бурение, испытание)
2	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации компрессорных станций. Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 14 июля 2023 года. №360.	Воздухосборники, гидроаккумуляторы, баллоны, обвязка, манометры
3	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации, грузоподъем механизмов. Утверждены приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 27 января 2023года №43.	Г/п механизмы, перемещение грузов

Продолжение таблицы 4.2.1

1	2	3
4	Правила создания, эксплуатации и использования искусственных островов, дамб, сооружений и установок, а также иных объектов, связанных с нефтяными операциями Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250	Все виды работ на объекте. Цикл строительства скважины
5	«Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан, от 3 августа 2021 года № КР ДСМ-72.	Оборудованию, санитарно-бытовым помещениям на объектах нефтедобывающей промышленности
6	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы». Классификация.	Оборудование, процессы, инструкции
7	"Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства" Приказ Министра здравоохранения № КР ДСМ-49 от 5 апреля 2023 года № 60.	Оборудование, процессы, инструкции
8	«"-Санитарно-эпидемиологические требования к объектам по обслуживанию транспортных средств и пассажиров" от 27 февраля 2015 года № 156.	----- « -----
9	«Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» от 28 сентября 2021 года № 24530.	----- « -----
10	ГОСТ 13862-2003 «Оборудование противовыбросовое» Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции	Комитет по тех.регулированию и метрологии МИИТ РК
11	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» Приказ национальной экономики РК от 11 января 2022 года КР ДСМ-2.	Все виды работ на объекте
12	Правил гигиенического обучения лиц декретированной группы населения и программ гигиенического обучения лице кремированной группы населения Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 ноября 2020 года № КР ДСМ-195/2020 .	Оборудованию, санитарно-бытовым помещениям на объектах нефтедобывающей промышленности
13	Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению производства и потребления Приказ Министра национальной экономики РК от 25.12.2020 года № КР ДСМ-331/2020.	Оборудование, процессы, инструкции
14	Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам" от 25 августа 2022 года № КР ДСМ-90.	Оборудование, процессы, инструкции
15	«Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород», ИБС	Для всех видов работ на объектах разработки нефтегазовых месторождений.

4.2.2 Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

Таблица 4.2.2 - Основные требования и мероприятия

№.№ п/п	Основные требования и мероприятия
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/м3 (по бензолу).
4.	Учитывая, что в процессе бурения, работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями «Гигиенических нормативов уровней шума на рабочих местах» и «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям работы с источниками вибрации» по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения шума и вибрации.
5.	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности», от 11 февраля 2022 года №КР ДСМ-13* «Нормируемые показатели искусственного освещения основных помещений объектов».

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 (высечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок и неотапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категории взрыво- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
7.	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источников света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники промышленных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
8	В соответствии с СанПиНом «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра здравоохранения РК от 3 августа 2021 года №КР ДСМ-72, строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.6.

Таблица 4.2.3 - Средства для оказания первой доврачебной помощи

№.№ п/п	Наименование	Количество
1	Аптечка, состоящая из: Индивидуальный перевязочный пакет Бинты марлевые стерильные Салфетки марлевые Вата белая Настойка йода 100 гр. Жидкость Новикова (бриллиантовая зелень) 50 гр. Нашатырный спирт в ампулах по 20 куб. см (при применении смочить вату) 10 шт. Валериановые капли 50 гр. Капли желудочные, болеутоляющие 350 гр. Борная кислота 50 гр. Сода двууглекислая (питьевая сода) 50 гр. Лейкопластырь Вазелин 30 гр. Валидол 2 пачки	5шт 10шт 5 пакетов 5 пакетов (по 50 гр.) 100 гр 50 гр 20 куб. см 10 шт 50 гр 350 гр 50 гр 50 гр 1пачка 30 гр 2 пачки

Кардиамин 1 флакон	1 флакон
Зубные капли или вата	"Дента" 20 гр
Анальгин 2 пачки	2 пачки
Пирамидон 2 пачки	2 пачки
Мензурка - стаканчик на 30 гр. 1 шт.	стаканчик на 30
Термометр медицинский 1 шт.	гр. 1 шт
Кровоостанавливающий жгут 1 шт.	1шт
Шины для фиксации переломов 4 шт.	1шт
Ножницы медицинские 1 шт.	4 шт
Таблетки от кашля (кодеин) 2 пачки	1шт
Магнезия 50 гр.	2 пачки
Уголь активированный	50 гр
Аппарат искусственного дыхания	50 гр
Носилки	1шт
	2 шт

Примечания

1. Иметь медицинский пункт с персоналом для оказания первой медицинской помощи пострадавшим на производстве.
2. В каждом жилом вагоне иметь медицинскую аптечку, укомплектованную медикаментами согласно перечня

4.2.3 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 условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № КР ДСМ-49.

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 шум образования 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 4.2.4 - 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 СОМЗ-1 или каска с наушниками типа СОМЗ-2К	Все работающие
5	Антивибрационные рукавицы	Бурильщики, помощники бурильщиков

Принятые технологические решения обеспечивают допустимый уровень звука (шума) на рабочих местах не выше 80дБ. 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).

4.2.4 Освещение оборудование рабочих мест

Проектом устанавливаются нормы электрического освещения оборудования рабочих мест, территории, согласно Санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам от Завгуста 2021года №КР ДСМ-72 приказ Министра здравоохранения Правительства РК.

Таблица 4.2.5 - Нормы естественного освещения в помещениях

Наименование помещений	Коэффициент естественной освещенности - КЕО, %
Жилые помещения	0,5
Общественные помещения	1,0
Помещения медицинского позиционирования (на кладовых)	1,0
Помещения пищевого блока	1,0
Ходовой мостик (рулевая рубка)	2,0
Главный пост управления, пост управления спуском и подъемом	2,0
Помещения динамического позиционирования (на буровых судах)	1,5
Радиорубка	1,5
Кабины гидр оборудования опорных колонн	1,0
Лаборатории глинистого раствора	1,0

4.2.5 Средства индивидуальной защиты

Для защиты персонала от воздействия ОВПФ и травм опасных ситуаций проектом предусматривается обеспечение членов бригады по «Отраслевым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и др. средств индивидуальной защиты работникам предприятия нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» утвержденными «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к радиационно-опасным объектам» приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан №КР ДСМ-90 от 25 августа 2022 года №260.

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: Возражение не имею.

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.

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 токопроводящего 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 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 резин образного 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 жар отталкивающим, 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.

- Перчатки категории 0, типа 1 обеспечивают защиту до 1000 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 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 положение.

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 0C (75 0F) но могут быть отклонения +/- 5,5 0C (10 0F).

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 3 года для внесения необходимых изменений.

4.2.6 Средства индивидуальной защиты, спецодежда

Таблица 4.2.6 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№№ п/п	Наименование, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТ9У, и. т.д. на изготовление	Потребное количество для бригады
			буровой
1	2	3	4
	Спецодежда:		
1	Костюм из смесовых тканей и материалов с маслом водоотталкивающей пропиткой на утепленной прокладке, зимний.	Европейский стандарт EN-531	Всем работающим
2	Костюм из смесовых тканей и материалов с маслом водоотталкивающей пропиткой, летний	То же	То же
3	Сапоги кирзовые сапоги кожаные утепленные (зимой); сапоги резиновые	ГОСТ 5394-89 ТУ 38.306004-95	То же
4.	Перчатки защитные с полимерным покрытием и крагами	EN-531	То же
5.	Рукавицы нефтеморозостойкие	EN-531	То же
6.	Каска защитная с подшлемником	ТУ 13-983-93	То же
7.	Очки защитные 3Н56	ТУ 92.0480.565-002-90	Для работающих с химреагентами (4шт.)
8	Фартук прорезиненный		то же (2шт)
9.	Наушники противoshумные СОМЗ-1	ТУ 25-1924-003-88	Машинистам бур.уст.
10.	Пояс предохранительный для верхового рабочего	ТУ 39-1400-89	4
11.	Респиратор противопылевой У-2К		Всем работающим
12.	Противогаз фильтрующий ПФМГ-96 с коробками В; КД		То же
13.	Портативные анализаторы H ₂ S		12
14.	Дыхательные аппараты с комбинезоном	Импортное	6
15.	Шкаф-аптечка		1
16.	Модульная система жизнеобеспечения с набором средств автономной и неатомной защиты дыхания, комплект:	MATISEC	1
16.1	Воздушный компрессор производительностью 190 л/мин.		1
16.2	Переносной анализатор H ₂ S и CO ₂	Solotox H ₂ S	1
16.3	Портативный индикатор взрываемости H ₂ S на батареях	Solo 200	1
16.4	Портативный индикатор взрываемости H ₂ S на батареях с электрическим насосом, звуковой и световой сигнализацией	Solo 200	1
16.5	Автоспасатель H ₂ S с панорамной маской и патроном А2В2250сс для концентрации H ₂ S в воздухе до 3%	MATISEC	4
16.6	антенна скорой помощи	MATISEC	1
16.7	Реанимационный мешок с двумя баллонами кислорода (по 2л каждый), с	MATISEC	1

	с редуктором, расходомером, маской		
17	Средства защиты от поражения электрическим током	Количество и виды определяются в соответствии с ПТЭ и ПТБ электрических установок потребителей	

4.2.7 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. 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.

Для работников работающих в буровых бригадах оборудуется столовая (вагон-столовая), соответствующая всем санитарным требованиям. Организация питания трехразовая.

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 не менее 30 м от мест проживания.

Наличие не менее 10 медицинских аптек (медикаментов и средств оказания первой медицинской помощи).

Обеспечение сменными спальными принадлежностями.

Обеспечение инвентарем для отдыха (телевизор, настольные игры, спортивный инвентарь).

Обеспечение системами кондиционирования (вентиляции) и обогрева жилых и производственных помещений.

Электроснабжение вахтового поселка. Вблизи вахтового поселка отсутствует государственная сеть коммуникаций. Система энергоснабжения состоит дизель-генератор, мощностью N=480 кВт.

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

Буровая установка ZJ40

- Модель и мощность двигателя САТ С18 мощность 700кВт - (основные)
- Емкостей для технической воды;
- Блоки для приготовления бурового раствора;
- Блоки для отстаивания буровых сточных вод;
- Площадка ремонтной мастерской;
- Насосная перекачка топлива;
- Насосная установка буровой;
- Пожарные инвентарь;

Платформы и площадки промышленной зоны.

Территория промышленной зоны будет оснащена жилыми помещениями, соответствующими, ожидаемым условиям окружающей среды, емкостями для питьевой воды, помещениями и средствами связи, средствами подачи электроэнергии, ремонтными мастерскими, автостоянкой. Вахтового поселка на расстоянии 1000м от края буровой площадки. Организация поселка будет осуществляться в соответствии с требованиями законодательства РК.

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, шкафы для хранения спецодежды, умывальниками, туалетами, закрытой системой канализации;

- Помещения санитарно-бытового обслуживания работающих предусматриваются в соответствии с настоящими Санитарными правилами. Комнату приема пищи как минимум

оборудуют бытовым холодильником и раковиной для мытья посуды.

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 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;

На объектах общественного питания должны быть предусмотрены бытовые помещения в соответствии с требованиями «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» от 17 февраля 2022 года № КР ДСМ-16.

Для питания: Работающие всех производственных объектов обеспечиваются горячим питанием согласно (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 февраля 2022 года № КР ДСМ-16.), расстояние до столовых не должно превышать 300 метров, а производствах с непрерывным технологическим процессом, соответственно, с не регламентированным обеденным перерывом 75м. При доставке горячего питания на объекты, организуются пункты пищи. Для работающих в буровых бригадах в комплексе обустройства буровой установки оборудуется столовая (вагон-столовая). Допускается организация питания путем доставки пищи из базовой столовой на буровую, с раздачей и приемом пищи в специально выделенном помещении, работники объектов нефтедобывающей промышленности обеспечиваются медико-санитарным обслуживанием.

Технический персонал. На объектах разведочных скважин предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество персонала, обслуживающих буровые работы составляет – 30 человек.

Транспортные средства. Проектом предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала. Перечень используемых видов транспорта состоит из следующих видов автотехники:

- Самосвал ведущий;
- Гидравлический подъемник (автокран);
- Бульдозер;
- Автоцистерна для воды (Камаз или Урал);
- Вахтовая (Урал 4320);
- УАЗ, джипы;
- ППУ на шасси, а/м КРАЗ;
- Полуприцеп для перевозки оборудования.

4.2.8 Санитарно-бытовые помещения

Таблица 4.2.7 - Санитарно-бытовые помещения

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
	Для буровой бригады: Вахтовый поселок в том числе:	на 60 мест
	вагон-столовая	4
	вагон-сушилка	1
	вагон-прачечная	1
	вагон-гостиница	3
	вагон-медпункт	1
	вагон-склад	7
	вагон-раздевалка	2
	вагон-дом (жилье)	16
	Мастерская (обогрев, освещение)	1
	Лаборатория (обогрев, освещение)	1
	Установка для обработки воды для питья с обратным осмосом	1

Примечание:

1. Допускается замена типов и количество санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами.
2. Вагончики оборудуются необходимой мебелью, бытовыми электроприборами сушилкой, кондиционерами водопроводной системой, фильтрационной установкой для воды и установкой для очистки сточных вод, туалетами и канализацией.
3. На территории устанавливаются емкости под жидкие и твердые отходы.

4.2.9 Средства контроля воздушной среды

В процессе вскрытия продуктивного горизонта предусматривается контроль воздушной среды переносными газоанализаторами 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:

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Газоанализатор – универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или стационарной	1	Сито, выкидная линия, направляющий патрубков, пол буровой, шурф.
2	Датчики стационарных газосигнализаторов, имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский (пульт управления) и по месту установки датчиков	8	У ротора в начале желобной системы у выбросит, в насосном помещении (2 шт), у приемных емкостей (2

			шт) и в помещения отдыха персонала.
3	Карманный газоанализатор ES-80 HS	всех	БУ
4	Индикатор ФЛП-2, 1- переносной, Газосигнализатор УГ-2, Газ определитель ГХ-2	Каждый по 1 шт	БУ

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

4.2.10 Мероприятия по промышленной санитарии

Производственные помещения должны выполняться в соответствии с санитарными нормами проектирования промышленных предприятий.

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 «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли».

При бурении скважины предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество технического персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 35 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 к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-49 от 16 июня 2021 года). При отсутствии на буровой вахтового комплекса, вне буровой на безопасном расстоянии (высота вышки + 10м) 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 1000м от буровой установки. В его состав входит: 11 жилых вагонов для персонала общей вместимостью 30 человек, душевая/прачечная, туалет. Для 1 рабочей смены (35 человек) - 3 душевых сеток, 5 умывальника согласно табл.4.2.9 (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» Приказ Министра здравоохранения РК № КР ДСМ-50 от 17 июня 2021 года), 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.

Расход воды на питьевые нужды для одного человека - 25,0 л/сут (СНиП РК 4.01-02-2011г). Раздел 2 «Организация строительства».

2.Вентиляция.

а) Вагончики оборудуются системой кондиционирования воздуха. Вагон мастера приспособлен для жилья, укомплектован компьютером.

3.Отопление.

Санитарно-бытовые помещения должны соответствовать всем требуемым условиям, в том числе входными тамбурами, раздевалками и другими помещениями, отвечающими (Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-49 от 16 июня 2021 года).

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 ремонтно-вспомогательных работ метеорологических условий и содержания вредных веществ в воздухе, регламентируемых настоящими нормами (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» Приказ Министра здравоохранения от 11 февраля 2022 года КР ДСМ-13.

При естественной или механической вентиляции в производственных помещениях обеспечивается подача наружного воздуха на одного работающего в соответствии с табл.4.2.10.1

Таблица 4.2.9 - Минимальный расход наружного воздуха

Помещение с естественным проветриванием	Без естественного проветривания			Приточные системы
расход в м ³ /ч на человек	Расход			
	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 90 120	- - -	20 15 10	С рециркуляцией при кратности общего воздухообмена менее 10 обменов в час

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

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

Примечание:

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 открываемыми 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 концентраций 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 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 0С
- для полов с временным пребыванием людей - 3 0С
- для потолков при высоте помещения от 2,5 до 2,8 м - 28 0С
- для потолков при высоте помещения от 2,8 до 3,0 м - 30 0С
- для потолков при высоте помещения от 3,0 до 3,5 м - 33 0С
- для потолков при высоте помещения от 3,5 до 4,0 м - 36 0С
- для потолков при высоте помещения от 4,0 до 6,0 м - 38 0С

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 воздуха, 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 0С при легкой физической работе;

- 12 0С при работе средней тяжести;

- 8 0С 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 0С, если это не противоречит технологическим требованиям.

Аварийная вентиляция 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 установленном 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 помещения мастерских, оборудованные для ремонта, наладки и контроля систем отопления, вентиляции, кондиционирования и установок очистки вентиляционных выбросов.

Таблица 4.2.10 - 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	Группа производственных процессов
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	1а
1б	Вызывающие загрязнения тела и спецодежды, удаляемое без применения специальных моющих средств	15	10	общие, 1 отделение	
1в	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, полудуши
2в	Связанные с воздействием влаги, вызывающие намокание спецодежды и обуви	5	20	раздельные, 2 отделения	сушка спецодежды и обуви
2г	При температуре воздуха +100 С и ниже, включая работы на открытом воздухе	5	20	раздельные, 2 отделения	помещения для обогрева, сушка спецодежды и обуви
3	Процессы, вызывающие загрязнение тела и спецодежды веществами I и II классов опасности				
3а	А также вызывающие загрязнения, как правило, только рук	7	10	общие, 2 отделения	химчистка

Примечание:

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

Противопожарные 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 предусмотреть сбор пластовых флюидов в металлические емкости во избежания попадания их на землю в конце выкидных линии с ограждением. Вокруг блоков хранения ГСМ устраивается обвалование соответственно объему хранения с установкой знаков пожарной опасности. Для пожарного водоснабжения используется напорная емкость объемом не менее 50м³. На линиях подачи воды устраиваются 2 пожарных стояка с пожарными рукавами длиной по 20м, вблизи вышечное -силового блока и насосного блока. На объекте устанавливаются 3 щита с противопожарным инвентарем в вахтовом комплексе. Места установки должны иметь свободный доступ.

4.2.11 Первичные средства пожаротушения

№№ пп	Наименование инвентаря	количество
1	2	3
1	Щит, изготовленный согласно ГОСТ	1
2	Огнетушитель порошковый ОП-8(З)-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	Ведро	6
13	Ящик с песком 1 м ³	1
14	Пожарная бочка 0.2м ³	1
15	Топоры	2
16	Пожарная сирена	1
17	Предупредительные указатели	10

Производство работ по строительству скважин осуществляется в соответствии с «Правила пожарной безопасности», от 21.02.2022 г. №55, раздел 5 " Порядок обеспечения пожарной безопасности при содержании объектов нефтегазодобывающей промышленности":

- Наземное оборудование для бурения, испытания, капитального ремонта скважин, отводы противовыбросовых устройств, станции контроля, производственные и жилые помещения, места складирования, подъездные пути, вертолетные площадки располагаются с учетом преобладающего направления ветра для каждого конкретного района. Для передвижения транспорта и пожарной техники вокруг наземных сооружений, предусматривается площадка шириной 10-12 м.
- Укрытие сооружений выполняется из негорючих материалов. В других случаях конструкция обрабатывается огнезащитным составом.
- Топливные емкости и установки размещаются не ближе 20 м от наземных помещений, оборудования, трубопроводов.
- Не допускается фланцевых и разъемных соединений в трубопроводах взрывопожароопасных технологических систем, кроме мест установки арматуры или подсоединения аппаратов.
- На всасывающих и нагнетательных линиях насосов и компрессоров, перекачивающих горючие продукты, предусматривается установка запорных, отсекающих и предохранительных устройств.
- При обнаружении пропуска, негерметичности, утечки горюче смазочных материалов, нефтепродуктов неисправность немедленно устраняется, место разлива тщательно очищается.
- Средства пожаротушения размещаются вблизи пожароопасных мест (силовой и насосный блок, топливных установок, электростанция).
- Выхлопные линии двигателей внутреннего сгорания выводятся на расстоянии не менее 15 м от устья скважины, 5 м от стены укрытия (основания) и 1,5 м от верхней части крыши (навеса).
- Не допускается применение открытого огня и курение в пожароопасных и взрывоопасных помещениях, под основаниями, газоопасных местах, вблизи емкостей для хранения горюче-смазочных материалов, нефтепродуктов, горючих веществ и реагентов.
- Не допускается ведение газоопасных, огневых и сварочных работ при наличии загазованности, загрязнении горюче-смазочными материалами, нефтепродуктами.

Глава 2. Порядок обеспечения пожарной безопасности при проведении работ по бурению скважин

- Техника и технология бурения, крепления, испытания скважин в максимальной степени подлежат исключению неконтролируемого поступления пластового флюида из продуктивных горизонтов.
- При использовании буровых растворов на углеводородной основе применяются меры по взрывопожаробезопасности, контролю загазованности воздушной среды, которые указываются в инструкции и плане работ.

Глава 3. Порядок обеспечения пожарной безопасности при эксплуатации нефтяных и газовых скважин

- Перед началом работ прикладывается план-график подготовительных, основных и заключительных работ, а также план ликвидации возможной аварии.
- Перед началом работ по освоению скважин ответственное лицо проводит инструктаж с членами бригады по пожарной безопасности и производит соответствующую запись в журнале
- Прострелочно-взрывные работы в скважинах производятся по разрешению руководителя работ и в присутствии геолога нефтегазодобывающего или бурового предприятия.

- Перед прострелочно-взрывными работами противовыбросовое оборудование тщательно проверяется и спрессовывается на давления, указанные в плане работ.
 - Во время спускоподъемных операций на колонный фланец устанавливается воронка из искробезопасного материала.
19. При освоении скважины передвижной компрессор устанавливается на расстоянии не менее 25 м от скважины с наветренной стороны.

4.3 Противифонтанная и газовая безопасность

4.3.1 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

Перед вскрытием продуктивного горизонта или пластов с возможными флюидо проявлениями выполняются мероприятия по предупреждению аварий и инцидентов, согласно «правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 4 августа 2023года №355.

- инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно ПЛА;

- инструктаж персонал геофизических и подрядных организаций, работающих на территории буровой установки:

- проверка состояния буровой установки, устьевого и ПВО, инструмента и приспособлений для герметизации скважины, и ликвидации ГНВП:

- проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ персонала:

- проверка систем противоаварийной, противифонтанной и противопожарной защиты, эвакуации персонала:

- проведение учебных тренировок, тревог по графику, утвержденному техническим руководителем организации:

- оценка готовности объекта к вскрытию продуктивного горизонта с составлением акта, соответствия объемов и параметров бурового раствора, средств очистки, дегазации и обработки:

- проверка системы геолого-технического контроля и регистрации параметров режима бурения, показаний концентрации газов в буровом растворе и газоанализаторов:

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

Согласно закону Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года №188-V «О гражданской защите» обучение и проверка знаний (экзамены) специалистов, работников опасных производственного объекта или учебной организации при наличии у них аттестата, представляющего право на подготовку, переподготовку специалистов, работников в области промышленной безопасности.

Признаки раннего обнаружения газонефтеводопроявлении (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 выброситах;
- 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 буровой колонны;
- уменьшение против расчетного объема доливаемого бурового раствора при подъеме буровой колонны.

Признаки раннего обнаружения ГНВП при полностью поднятой из скважины буровой 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 4.3.1 - по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений.

Показатели	Диапазон измерений	Допустимое отклонение, +/-	Тип подачи исходной информации			
			Показ.	Запись	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 x м	0-3800	75	+	+	-	-
Плотность бурового раствора, г/см ³	0,8-2,1	0,01	+	+	-	-

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

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

- А) изменение давления на стояке или увеличение механической скорости проходки;
- Б) повышение скорости (расхода) выходящего потока бурового раствора;
- В) увеличение объема бурового раствора в приемной емкости.

Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

- А) увеличение механической скорости или крутящего момента;
- Б) повышение объема бурового раствора в приемной емкости.

Третье сочетание признаков (слабое проявление):

- А) снижение плотности бурового раствора;
- Б) увеличение содержания газа, воды и нефти в буровом растворе.

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

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

Таблица 4.3.2 - Действия буровой вахты при обнаружении газонефтеводопроявлений

№№	Выполняемые работы и условия на скважине	Время герметизации устья, мин
1	2	3
1	При бурении скважин	
1.1	В процессе бурения или промывки скважины	
1.1.1	при наличии обратного или шарового крана под квадратом;	4
1.1.2	при отсутствии обратного клапана или шарового крана под квадратом	14
1.2	При проведении СПО	

4.3.2 Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

Плотность бурового раствора выбирается по интервально согласно пункту 874 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

При вскрытии высоконапорных горизонтов необходимо проверить возможное поступление воды, нефти, газа в скважину из пласта. Для этого следует произвести контрольный подъем инструмента на 200-300м от забоя в башмак колонны или безопасную от прихвата зону, сделать технологическую остановку на 6-8 часов и промыть скважину в течение цикла. После этого спустить инструмент до забоя, промыть скважину по циклу с регистрацией параметров бурового раствора. При отсутствии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора можно произвести подъем инструмента. При наличии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора дальнейшие работы на скважине производятся по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия. При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасной от прихвата. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками, интервалы которых устанавливаются в зависимости от интенсивности разгазирования руководством бурового предприятия и записываются начальником (мастером) буровой в вахтовом журнале. Перед подъемом инструмента после отработки долота или проведения других технологических операций промыть скважину в течение одного цикла. Если параметры бурового раствора отличаются от предусмотренных ГТН, а также при различии параметров входящего и выходящего растворов, продолжить промывку до приведения раствора в соответствие с требованиями ГТН и выравнивания его параметров.

Замер параметров бурового раствора производится непрерывно станцией контроля процесса бурения (ГТК). При вскрытии и бурении продуктивной толщи плотность бурового

раствора должна замеряться через 5 мин до и после дегазатора. Результаты замеров заносятся в журнал.

4.3.3 Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении

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

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

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

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

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

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

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

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

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

Порядок герметизации скважины при бурении:

- остановить вращение привода (ротора);
- поднять долото над на $0,7\text{ м}$;
- зафиксировать тормоз буровой лебедки;
- остановить насос без открытия ДЗУ;
- открыть гидр управляемую задвижку крестовины превентора на линии, ведущей к открытому дросселю;
- закрыть универсальный превентор;

- закрыть задвижку перед дросселем.

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

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

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

до установки оборудования на устье скважины производится опрессовка на давление, предусмотренное паспортом, а после окончания монтажных работ на устьевой площадке производится испытание и опрессовка устьевого оборудования скважины на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

Опрессовку следует проводить в присутствии представителя аварийно-спасательной службой, а также представитель территориального подразделения уполномоченного органа по промышленной безопасности. Результаты опрессовки оформляются актом.

Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:

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

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

Первичные действия буровой вахты при обнаружении газонефтеводопроявлений и возникновении открытых фонтанов при строительстве нефтяных и газовых скважин.

1. Действия вахты при бурении скважин:

- 1) Бурильщик подает звуковой сигнал "Выброс", приподнимает буровой инструмент на длину ведущей трубы из расчета, чтобы замок первой трубы с шаровым краном был над столом ротора на уровне элеватора или автоматического ключа бурового (далее - ключ АКБ), а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляет тормоз лебедки;
- 2) второй помощник бурильщика останавливает насосы. Бурильщик с первым и третьим помощниками демонтируют клинья.

Примечание: Если шаровой кран в компоновке бурильной колонны отсутствует (ГНВП произошло из пласта, непредусмотренного проектом на строительство скважины), бурильщик с первым и третьим помощниками разгружают инструмент на ротор (на клинья, элеватор) отворачивают ведущую трубу и устанавливают шаровой кран (обратный клапан), затем снова наворачивают ведущую трубу и инструмент подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ, а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют;

- 3) первый и третий помощники бурильщика проверяют задвижки на выкидных линиях, из которых резервные и на отводе на дегазатор должны быть открыты, а остальные закрыты;
- 4) бурильщик с помощью дублера пульта управления открывает гидроприводную задвижку на линии дросселирования и закрывает универсальный превентор, а если его нет - верхний плащечный;
- 5) в случае закрытия плащечного превентора по команде бурильщика помощники фиксируют схождение плашек ручным приводом с обязательным отсчетом числа оборотов штурвала, указано на щите; на правом штурвале работает первый и третий, на левом - второй и четвертый помощники бурильщика;

- 6) бурильщик после 5-10 минут регистрирует избыточное давление на устье скважины, не допуская при этом превышения допустимого давления для последней спущенной колонны и давления гидроразрыва;
- 7) после герметизации устья передает сообщение ответственному лицу контроля и оператору станции ГТИ;
- 8) дальнейшие работы по ликвидации проявления ведутся по указанию руководителя организации при участии АСС.

Действия вахты при СПО.

Бурильщик подает сигнал "Выброс", собранной вахте сообщает о проявлении. Инструмент разгружают на ротор. Затем вахта приступает к спуску труб, который продолжают пока объем поступившего пластового флюида не превысил допустимую величину. Инструмент разгружают на ротор. Когда отсутствует возможность продолжать спуск труб, бурильщик с помощниками наворачивают ведущую трубу с шаровым краном (вначале наворачивают аварийную трубу с переводником под бурильную колонну другого типоразмера) и подвешивают инструмент на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне элеватора или ключа АКБ. Тормоз лебедки закрепляют, клинья демонтируют и страхуют колонну от выталкивания.

Примечание: Если шаровой кран в компоновке бурильной колонны отсутствует (ГНВП произошло из пласта, не предусмотренного проектом на строительство скважины), бурильщик с помощниками разгружают инструмент на ротор, устанавливают шаровой кран, наворачивают ведущую трубу и подвешивают инструмент на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне элеватора или ключа АКБ. Тормоз лебедки закрепляют, клинья демонтируют, колонну страхуют от выталкивания; ведут дальнейшее наблюдение за изменением давления в трубном и затрубном пространствах;

если трубы спущены до кровли проявляющего пласта, то бурильщик с помощниками разгружают колонну на ротор, наворачивают ведущую трубу с шаровым краном и колонну труб подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне элеватора или ключа АКБ. Тормоз лебедки закрепляют, клинья демонтируют;

после герметизации устья передает сообщение ответственному лицу контроля и оператору станции ГТИ;

дальнейшие работы по ликвидации проявления проводят по специальному плану.

При отсутствии инструмента в скважине бурильщик подает сигнал "Выброс", сообщает вахте о проявлении. Затем вахта приступает к спуску труб в скважину и продолжает его пока объем поступившего флюида не превысит допустимую величину. Инструмент разгружают на ротор.

Действия вахты при спуске обсадной колонны.

I вариант. Плашки одного из превенторов установлены под диаметр обсадной колонны:

1) после подачи сигнала "Выброс" бурильщик собранной вахте сообщает о проявлении. Нижняя часть обсадной колонны достигла кровли проявляющего пласта;

2) в этом случае бурильщик с помощниками разгружают обсадную колонну, на ротор, устанавливают шаровой кран с переводником, наворачивают ведущую трубу и подвешивают на талевой системе обсадную колонну так, чтобы переводник был на

0,8-1 метр над столом ротора из расчета нахождения немудфтовой части колонны против плашек превентора. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

3) если нижняя часть обсадной колонны не достигла кровли проявляющего пласта, а объем поступившего в скважину флюида не превысил допустимого, то необходимо ускорить спуск до кровли проявляющего пласта, используя для этого бурильные трубы;

4) для этого бурильщик с помощниками на муфту обсадной трубы устанавливают переводник с обсадной трубы на трубы бурильные. Затем вахта приступает к спуску бурильных труб, по завершении которого колонна труб разгружается на ротор. Устанавливают шаровой кран, наворачивают ведущую трубу и колонну труб подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

5) если отсутствует возможность спуска обсадной колонны на требуемую глубину бурильщик с помощниками разгружают колонну обсадных труб на ротор, устанавливают переводник с шаровым краном, наворачивают ведущую трубу и подвешивают на талевой системе так, чтобы переводник был на 0,8-1 метров над столом ротора. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор). Колонну страхуют от выталкивания из скважины.

II вариант. Плашки в превенторе установлены под диаметр бурильных труб:

1) бурильщик подает сигнал "Выброс", собранной вахте сообщает о проявлении. Если обсадные трубы спущены до кровли проявляющего пласта, то бурильщик с помощниками разгружают колонну на ротор, навинчивают трубу, снабженную шаровым краном и переводником под обсадную колонну (или устанавливают устройство герметизации устья при спуске обсадных колонн), спускают ее в скважину и колонну труб разгружают на ротор. Наворачивают ведущую трубу и подвешивают колонну труб так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

2) если нижняя часть обсадной колонны не достигла кровли проявляющего пласта, то в зависимости от объема поступившего в скважину флюида вахта выполняет работы, предусмотренные в I варианте;

3) о проявлении в процессе спуска обсадной колонны передается сообщение ответственному лицу контроля организации и дальнейшие работы ведутся по специальному плану.

Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

- 1) бурильщик подает сигнал "Выброс", дает указание об остановке проведения геофизических работ и немедленном подъеме приборов из скважины, вахте сообщает о проявлении;
- 2) бурильщик с помощниками способствуют ускорению подъема приборов из скважины, и сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении;
- 3) при превышении допустимого объема поступления пластового флюида специальным устройством перерубается кабель и производится герметизация устья.

Действия вахты при ремонте скважин.

Если устье скважины оборудовано превенторной установкой, практические действия вахты аналогичны изложенным выше. В случае отсутствия превенторной установки персонал выполняет следующие действия:

- 1) СПО с наличием на устье автомата подземного ремонта (далее - АПР);
- 2) бурильщик подает сигнал "Выброс", сообщает об осложнении, сажает колонну труб на АПР, отключает электродвигатель от сети, помощники наворачивают и закрепляют монтажный патрубок;
- 3) помощники бурильщика надевают элеватор под муфту монтажного патрубка и подвешивают монтажные устройства на подъемный крюк. Бурильщик приподнимает колонну труб, помощник отводит монтажные устройства в сторону;
- 4) помощники бурильщика освобождают клинья, вынимают клиновую подвеску из механизма, снимают ее с трубы. Бурильщик опускает колонну труб так, чтобы зацепить механизм монтажными устройствами;

- 5) бурильщик с помощниками закрепляют механизм монтажными устройствами, отвинчивают болты, крепящие механизм к фланцу устья скважины;
- 6) бурильщик поднимает колонну труб и механизм. Первый помощник устанавливает вспомогательный элеватор на колонный фланец под муфту трубы;
- 7) бурильщик опускает механизм и колонну труб до посадки их на вспомогательный элеватор, а помощник снимает элеватор с монтажного патрубка;
- 8) бурильщик поднимает механизм до выхода из монтажного патрубка и опускает его на пол рабочей площадки;
- 9) помощники отцепляют от механизма монтажные устройства, снимают их с подъемного крюка и вместе с бурильщиком отворачивают монтажный патрубок;
- 10) бурильщик и помощники наводят на устье планшайбу с закрепленным уплотнительным кольцом и открытой задвижкой и соединяют патрубок планшайбы с трубами;
- 11) бурильщик приподнимает колонну труб с планшайбой, а помощник удаляет нижний элеватор;
- 12) первый помощник бурильщика открывает задвижку на выходе в емкость. Задвижки на второй выкидной линии, цементировочного агрегата и доливной емкости должны быть закрыты;
- 13) бурильщик сажает планшайбу на колонный фланец, вместе с помощниками закрепляет ее шпильками и герметизирует устье скважины закрытием задвижек центральной и на выкидной линии в емкость и ведет наблюдение за давлением в скважине;
- 14) бурильщик с помощниками обвязывают устье с насосом (агрегатом);
- 15) бурильщик сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении на скважине;
- 16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.

Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:

- 1) бурильщик подает сигнал "Выброс", сообщает о проявлении. Сажает колонну труб на фланец;
- 2) бурильщик с помощниками наводят на устье планшайбу с открытой задвижкой и с закрепленным уплотнительным кольцом и соединяет патрубок планшайбы с колонной трубой;
- 3) бурильщик при помощи допускного патрубка приподнимает колонну труб с планшайбой, а его помощники удаляют нижний элеватор;
- 4) первый помощник бурильщика открывает задвижку на выкидной линии отвода в емкость. Задвижки на другой выкидной линии должны быть закрыты;
- 5) бурильщик сажает планшайбу на фланец и с помощниками закрепляет ее шпильками. Вывод кабеля герметизируют способом, применяемым на данной скважине. Ведут наблюдение за давлением в скважине;
- 6) бурильщик и помощники принимают меры по обвязке устья с насосом (агрегатом) и герметизации скважины;
- 7) бурильщик сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении на скважине.

Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

- 1) бурильщик подает сигнал "Выброс" дает указание представителю геофизической организации об остановке работ и немедленном подъеме геофизических приборов из скважины, сообщает вахте о проявлении;

- 2) бурильщик с помощниками способствует ускорению подъема приборов из скважины, герметизации скважины и сообщает ответственному лицу контроля организации об осложнении.

Регламент времени на герметизацию устья скважины при ГНВП указан в таблице 4.3.2 (а).

№№ п/п	Выполняемые работы и условия на скважине	Время герметизации устья, мин
1	2	3
1	При бурении скважин	
1.1	В процессе бурения или промывки скважины	
1.1.1	при наличии обратного или шарового крана под квадратом;	4
1.1.2	при отсутствии обратного клапана или шарового крана под квадратом	14
1.2	При проведении СПО	
1.2.1	плашки в превенторе установлены под диаметр бурильной колонны	12
1.2.2	при наличии комбинированного инструмента (аварийная труба с шаровым краном находится на мостках)	15
1.3	При отсутствии инструмента в скважине	
1.3.1	на устье универсальный превентор или превентор с глухими плашками	4
1.3.2	спуск одной свечи с наворотом шарового крана	17
1.3.3	спуск аварийной трубы с шаровым краном	15
1.4	При спуске обсадной колонны	
1.4.1	плашки в превенторе установлены под размер обсадной колонны	16
1.4.2	плашки в превенторе установлены под диаметр бурильной колонны	18
2	При ремонте скважин	
2.1	В процессе проведения СПО при установленном превенторе	
2.1.1	плашки в превенторе установлены под диаметр применяемых труб	9
2.1.2	плашки в превенторе не соответствуют применяемым трубам (аварийная труба с переводником и шаровым краном находится на мостках)	12
2.1.3	При проведении СПО с помощью механизма АПР	22
2.1.4	При проведении СПО без механизма АПР	15
2.1.5	При проведении СПО с ЭЦН	16
2.1.6	При полностью извлеченной колонне	15

Примечание: Регламенты времени даны с учетом накопленного опыта при проведении учебных тревог. Время на аварийные операции должно быть меньше нормативного, поскольку эти операции выполняются в экстремальных условиях, когда мобилизуются все возможности каждого члена вахты.

4.3.4 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 вымыв забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлениях имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;
- запас бурового раствора (с глубины 1200м- 80 м³) и запас химреагентов для приготовления второго объема бурового раствора. Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2 кратный объем скважины, (пункт 43, согласно Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, Сноска. Заголовок главы 1 в редакции приказа Министра индустрии и инфраструктурного развития РК от 22.11.2019 № 872).
- 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.

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

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

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

При наличии вскрытых проявляющих трещиноватых горизонтов, любые остановки при отсутствии в скважине бурильной колонны должны быть сведены к минимуму. В случае вынужденных остановок, при отсутствии в скважине инструмента, должно быть

установлено постоянное наблюдение за устьем и обеспечена быстрая возможность герметизации устья на «аварийную» трубе.

При отсутствии такой возможности в скважину должна быть спущена «аварийная» труба с шаровым краном, скважина за герметизирована.

Если при полностью поднятом инструменте начнется перелив скважины, приступить к спуску на максимально возможную глубину, наверхнуть «аварийную» трубу с шаровым краном, за герметизирована 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 вовремя СПО наверхнуть «аварийную» трубу с шаровым краном и обеспечить непрерывное наблюдение за устьем скважины и возможность немедленного закрытия превентора. При ожидаемых остановках более 2-х часов должны быть приняты меры по спуску инструмента в башмак колонны.

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

При обнаружении перелива из скважины остановить спуск инструмента, наверхнуть «аварийную» трубу с шаровым краном.

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

4.3.6 Метод контроля вытесненного из скважины раствора при спуске колонны.

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. 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.

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 за трубное пространство. ОЗЦ при этом должно проходить с противодавлением в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО.

4.3.7 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 не обсаженной части ствола скважины при вскрытых проявляющих горизонтах. Периодичность промывок устанавливается руководством бурового предприятия.

2. При работе на скважине геофизическая техника устанавливается таким образом, чтобы была обеспечена хорошая видимость, звуковая или световая сигнализация, связь между лабораторной, подъемником и устьем скважины.

3. Не допускается проводить геофизические работы при неисправном спускоподъемном оборудовании буровой установки и геофизической техники.

4. Геофизические работы выполняются специализированными организациями по договорам, заключаемыми с буровым предприятием, в которых оговариваются обязательства обеих сторон по безопасному проведению работ.

5. 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.

6. При использовании или обслуживании оборудования и приборов несколькими работниками должна быть установлена связь. С системой команд и сигналов должны быть ознакомлены все работники геофизической и буровой бригад.
7. Перечень работ каротажной партии (отряда) на базе геофизического предприятия включает:

- 1) получение наряда-заказа на геофизические исследования и работы, форма и содержание которого согласованы между геофизическим предприятием и недропользователем;
- 2) ознакомление с геофизическими и геологическими материалами по исследуемой скважине и получение файлов и твердых копий данных, для выполнения ряда работ, например, привязки к разрезу интервалов отбора керна, опробований и перфорации;
- 3) получение скважинных приборов, расходных деталей, материалов и источников радиоактивных излучений, проверку их комплектности и исправности;
- 4) запись файлов периодических калибровок и сведений об исследуемом объекте, включая файлы априорных данных, в базу данных каротажного регистратора.

8. Персонал геофизических бригад (партий, отрядов) должен иметь соответствующую профессиональную и производственную (периодическую) подготовку (обучение), должен пройти инструктаж и не должен иметь медицинских противопоказаний.

9. Металлические части оборудования, которые могут оказаться под напряжением более 42 Вольт переменного и 110 Вольт постоянного тока, должны быть заземлены. Место подсоединения к контуру заземления буровой установки отдельных заземляющих проводников геофизического оборудования должно быть обозначено, а подсоединение их выполняться болтами или стробцинами. Перед началом проведения работ на скважинах замерить величину сопротивления заземляющего провода от каротажной станции (лаборатории, подъемника) до места его присоединения к магистрали (контуру) заземления буровой установки.

10. При производстве геофизических исследований и работ (кроме исследований в процессе бурения) проведение других работ буровой бригадой допустимо только по согласованию с руководителем геофизических работ на объекте. При этом работники буровой бригады должны быть проинструктированы руководителем геофизических работ о границах опасных зон, нахождение людей, в пределах которых не допускается.

11. В конструкции геофизической аппаратуры и оборудования должна быть предусмотрена автоматическая защита от поражений электрическим током.

12. При опрессовке, спуске и подъеме приборов (устройств) работники удаляются в безопасную зону.

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

14. Геофизические исследования и работы разрешается проводить в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования, беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов для проведения всего комплекса геофизических исследований и работ.

15. Геофизические исследования и работы должны проводиться в присутствии представителя "Заказчика", в ведении которого находится объект исследования.

16. При освещенности буровой ниже указанных значений производство геофизических и ПВР в темное время суток не допускается.

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. На весь период проведения электрометрических работ под руководством ответственного ИТР должно быть установлено постоянное наблюдение за скважиной с контролем уровня.
6. При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей, работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.
7. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине
8. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных
9. производственных объектов нефтяной и газовой промышленности», от 30 декабря 2014 года № 355.
10. 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 лубрикаторы 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. Скважинный прибор или аппарат на время приостановки работ должен быть поднят на поверхность и приведен в безопасное состояние.
11. При промыслово-геофизических и прострелочно-взрывных работах (далее – ПВР) должна быть обеспечена освещенность рабочих мест.

12. При освещенности буровой ниже указанных значений производство геофизических и ПВР в темное время суток не допускается.
 13. 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.
 14. Освоение скважины осуществляется по плану работ (составленного с учетом технологических регламентов на эти работы), утвержденному техническим руководителем бурового предприятия и согласованного с Заказчиком.
 15. Погрузка и разгрузка скважинных приборов, грузов, блоков и оборудования проводится при участии не менее двух работников. Скважинные приборы и грузы массой более 40 килограмм или длиной более 2 метра опускают в скважину и поднимают с использованием подъемных механизмов.
 16. Освоение скважины воздухом запрещается. Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:
 - замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более 0,5-0,6 г/см³, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт)
 - использования пенных систем.
 - Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством сваблирования, 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 про шаблонирована, отпрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление;
- фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть отпрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.
- устье с превентивной установкой, канифольный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой, установлен сепаратор, емкости для сбора флюида и глушения скважины.

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

Примечание: Согласно п. 639. «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей». Перед началом геофизических работ буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены таким образом, чтобы не мешать геофизическим работам.

4.3.8 Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурение, испытания и освоения скважины

Мероприятия по созданию и поддержанию готовности к применению сил и средств согласно мероприятиям по поддержанию готовности к локализации и ликвидации аварий, которые, могут привести к чрезвычайным ситуациям, на объекте АО "НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ "КОР" подрядной компанией будут созданы аварийно-восстановительные формирования.

Поддержание готовности к ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций осуществляется за счет выполнения следующих мероприятий:

- комплектование аварийных бригад техническими средствами, приспособлениями, средствами жизнеобеспечения согласно таблице технической оснащённости;
- создание неснижаемого запаса оборудования, запасных частей и материалов;
- проведение плановых учебно-тренировочных занятий и учений по ликвидации аварий;
- запрещение использования аварийной техники и технических средств для выполнения сторонних работ.

Мероприятия по защите персонала

Исходят из характера событий, изложенных в «Плане ликвидации аварий», утверждённым руководством АО "НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ "КОР".

Вся техника, выезжающая на работу в газоопасные места или на ликвидацию аварии, оснащается искрогасителями. Автомобили, специальная техника и передвижные механизмы должны иметь медицинские аптечки.

Порядок действия сил и средств

Распределение обязанностей между должностными лицами в случае возникновения открытого фонтанирования и порядок их действий

Ответственным руководителем работ по локализации и ликвидации аварии, до передачи управления штабу, является руководитель подрядной компании.

Действия ответственных лиц:

1. Буровой мастер: немедленно извещает об аварии должностные лица подрядной компании, по возможности сообщает подробную информацию о характере аварии (газ, выделение газа, газ с водой, песком, нефтью и т.д., мощность фонтанирования, состояние превентора, наличие и состояние противогазов, что спущено в скважину, где люди, направление ветра, наличие промывочной жидкости, ее параметры, наличие глинопорошков, утяжелители, дегазаторов и их состояние); дает указания по дальнейшим действиям бригады, предупреждает ближайшие буровые участки об опасности и их дальнейших действиях (прекращение работы, вывод людей из опасной зоны и т.д.; организует проведение первоочередных спасательных работ (вывод людей из опасной зоны, эвакуация жилого поселка в безопасную зону, перекрытие движения на ближайших дорогах, подачу воды на фонтанную струю; предупреждает прилегающие к району аварии населенные пункты об угрожающей опасности с целью осуществления своевременной эвакуации жителей, животных, имущества; вызывает скорую медицинскую помощь; сообщает о фонтане руководству АО "НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ "КОР".
оперативному дежурному местного специализированный противофонтанной службой безопасности».

2. Руководство подрядной компании, совместно с должностными лицами и главным технологом, намечает порядок проведения первоочередных работ, контролирует действия по подготовке к ликвидации аварии.

3. Должностное лицо получив необходимые указания руководства подрядной компании въезжает на аварийный участок и возглавляет первоочередные работы по локализации и ликвидации аварии, организует оперативно-аварийную работу служб по заготовке и подаче воды, приготовлению глиняного раствора, подготовке оборудования, инструмента, приспособлений, а также следующие службы; контрольно-пропускную, медицинскую, транспортную, снабжения и питания, для чего вызывает на участок руководителей транспорта, работников отдела материально-технического снабжения для обеспечения аварийно-спасательных бригад транспортом, инструментом, приспособлениями, спецодеждой и питанием. Лично контролирует работу этих служб.

4. Главный технолог, получив сообщение об аварии, немедленно прибывает на аварийный участок, берет на учет наличие глиняного порошка, утяжелителя, химических реагентов, рассматривает возможность погрузки и доставки компонентов к аварийной скважине, составляет об этом справку.

5. Заместитель Председателя Правления компании получив сообщение с буровой немедленно извещает об аварии Председателя Правления, сообщает подробную информацию о характере аварии: газ, выделение газа, газ с водой, песком, нефтью и т.д., мощности фонтанирования, состоянию превентора, наличию и состоянию противогазов. Представляет данные по местонахождению бурильного инструмента (что спущено в скважину), где люди, направление ветра, наличие промывочной жидкости, ее параметры, наличие бентонита, утяжелителя, дегазатора и его состояние, дает указание по дальнейшей работе буровому мастеру, предупреждает ближайшие буровые об опасности, об их действиях (прекращение работ, вывод людей из опасной зоны и т.д.). Организует проведение первоочередных работ (вывод людей из опасной зоны, перекрытие движения на ближайших дорогах, подачу воды на фонтанирующую струю). Предупреждает ближайшие поселки об угрожающей опасности с целью производства своевременной эвакуации людей, животных, сообщает о фонтане руководству управления, специализированный противofонтанной службой безопасности пожарную часть, медсанчасть, оповещает руководителей отделов, цехов и служб, начальника автотранспортного участка согласно схемы оповещения, одновременно поддерживая постоянную связь с буровой, буровыми и выполняя указания, полученные от руководства компании).

6. Первый заместитель Председателя Правления компании лично намечает порядок проведения первоочередных работ, контролирует работу по подготовке и ликвидации аварии. Выезжает на аварийную буровую и возглавляет работы по подготовке и ликвидации аварий.

7. Первый заместитель Председателя Правления при сообщении об аварии организует службу связи, освещение при помощи передвижной электростанции, кабель, прожектор. Перечисленное должно всегда быть наготове и находиться на складе. Обеспечивает обогрев жилых помещений, находящихся при штабе ликвидации аварии, работоспособность электростанций, исправность прожекторов, станции зарядки аккумуляторов, приводит вышеперечисленное в транспортную готовность.

8. Руководитель по бурению, получив сообщение об аварии, немедленно пребывает на объект, берет на учет наличие бентонита, утяжелителя, хим. реагентов, возможность погрузки и доставки их на аварийную скважину и составляет об этом справку, привлекает к работе службу лаборатории буровых растворов.

9. Главный геолог немедленно связывается с главой администрации, на чьей территории находится аварийная буровая и извещает их о фонтане и необходимости спасения населения и животных в случае попадания населенных пунктов и животноводческих форм в опасную загазованную зону. Вызывает геолога, обслуживающего аварийную буровую для сбора информации по скважине, срочно готовит справку о конструкции скважины, наличии возможных нефтегазоводопроявляющих горизонтов и т.д., о наличии водяных источников вблизи от аварийной скважины и их характеристики, схему дорог и населенных пунктов вокруг аварийной буровой в радиусе 10 км.

10. Ведущий инженер по ПБ и ООС, получив сообщение об аварии и указание зам. Председателя Правления компании., ставит в известность представителя ЧС, прокуратуру, а также страховую компанию АО «КСЖ «НОМАД LIFE».

11. Ведущий инженер по ПБ и ООС или супервайзер ОЗТОС на месторождении немедленно оповещает об этом и организует выезд на скважину: пожарную часть, ветслужбу, выезжает на буровую проверяет наличие, исправность СИЗ и ОД, противопожарного инвентаря совместно с буровым мастером, устанавливает предупредительные знаки вокруг территории буровой и проводит инструктажи по ОТ и ТБ со всем персоналом, находящимся на буровой.

12. Руководитель спасательных работ находится на командном пункте, непосредственно руководит работой спасательных частей в соответствии с «Планом

ликвидации аварий», оперативным планом работ по спасению людей и ликвидации аварии. Выполняет задания ответственного руководителя работ по ликвидации аварии и несет ответственность за выполнение спасательных работ.

ПРИМЕЧАНИЕ: на буровой должен быть вывешен адресный список должностных лиц и организации, которые должны быть немедленно извещены в случае открытого фонтана, а также оповещения населения.

Информация о загрязнении, атмосферного воздуха углекислым газом и дискретные сигналы о превышении пороговых значений концентрации CO₂ поступают уполномоченному лицу (диспетчеру).

Используя поступающую информацию, диспетчер осуществляет непрерывный мониторинг уровня загрязнения CO₂ контролируемой и смежной территорий, и в случае высоких концентраций:

- принимает меры по обнаружению источника газопроявления;
- оценивает уровень опасности для персонала и населения;
- оповещает должностных лиц согласно аварийного расписания;
- оповещает, в необходимых случаях, население.

При аварийном сигнале персонал обязан использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания и действовать по должностной инструкции, а население покинуть опасную зону в соответствии с Декларацией безопасности.

Действия сменного персонала и руководства подрядной компании в случае нефтегазопроявления дежурная смена:

- ведет работы согласно «Инструкции по предупреждению открытых фонтанов при бурении скважин»;
- немедленно сообщает о газонефтеводопроявлении руководству подрядной компании и руководству АО "НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ "КОР".
- при опасности перехода в открытое фонтанирование принимает меры для герметизации устья скважины и затем действует по утвержденным инструкциям, принимает меры по предупреждению загорания на случай появления газа и нефти на устье скважины.

В случае возникновения открытого фонтанирования дежурная смена обязана немедленно:

- сообщить о фонтанировании скважины диспетчеру подрядной компании и диспетчеру местного специализированной противofонтанной службой безопасности»;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи фонтанирующей скважины;
- отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться на загазованном участке;
- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- запретить пользование стальными инструментами, курение, производство сварочных работ и другие действия, ведущие к возникновению искры;
- запретить автомобильное движение, передвижение населения и скота на прилегающей к фонтанирующей скважине местности и выставить посты на дорогах;
- прекратить работы в загазованной зоне и немедленно вывести из неё людей

Примечание: - Согласно п. 643 «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей». При возникновении на аварийных ситуациях, угрожающих жизни и здоровью людей, работников геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.

4.3.9 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 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.

4.3.10 Методы контроля содержания сероводорода и реагента-нейтрализатора в буровом растворе

Контроль содержания сероводорода и реагента - нейтрализатора в буровом растворе осуществляются инженером по буровым растворам, а также необходимо предусмотреть применение станции по контролю содержания сероводорода.

Основные этапы работ:

1. В условиях буровой поступление сероводорода контролируется по появлению в растворе водонерастворимых и водорастворимых сульфидов, которые определяются качественными методами.

2. Качественный анализ проводится в процессе бурения и промывки скважины через каждый час.

3. При появлении водорастворимых сульфидов определяется их количество по экспресс-методу.

4. Периодически, не реже одного раза в трое суток, проба бурового раствора направляется в лабораторию бурового предприятия, где производится количественное определение содержания сероводорода и сульфидов.

5. После окончания бурения скважины для определения необходимости проведения специальных мероприятий по нейтрализации шлама произвести его анализ на содержание сульфидов.

Технология отделения газа от бурового раствора с последующим отводом на сжигание:

Газированный раствор поступает на сепаратор, установленный за штуцерным блоком вне буровой, где часть газа удаляется на факел. После сепаратора раствор поступает на прямоточный вакуумный дегазатор, где происходит полное удаление газа с отводом его на факел. Дегазированный раствор поступает в систему циркуляции.

Примечание: Условия дополнительной обработки бурового раствора реагентом нейтрализатором.

Типы нейтрализаторов, методы и технология нейтрализации сероводорода в буровом растворе, расход реагентов для этих целей на весь процесс бурения скважин;

1.1 Металлические реагенты / сульфид-образующие соли

- **Цинковые соединения** (например, карбонат цинка, $ZnCO_3$) — реагируют с H_2S и образуют ZnS . Например, продукт SULSCAV (basic zinc carbonate) используется как реагент для удаления сероводорода.
- **Медные соединения** (медный карбонат и др.) — могут образовывать CuS .
- **Железо / железистые реагенты** — использование железа (например, в форме пиритового железа, железных солей) — реакция с H_2S образует FeS / другие сульфиды.

Недостатки: при высоком pH и в больших количествах металл-солевые добавки могут влиять на вязкость, фильтрационные свойства, коррозионную активность (например, медные соединения могут иметь проблемы с электролитическим осаждением).

1.2 Окислители

- Окислители, такие как перманганат калия (KMnO_4), перекись водорода (H_2O_2), гипохлориты (например, NaClO , $\text{Ca}(\text{ClO})_2$), могут окислять H_2S до элементарной серы (S^0), тиосульфатов или сульфатов.
- Также в литературе упоминается новый нейтрализатор Sulfinan как серно-органическое соединение, влияющее на агрессию H_2S (разработан для улучшения условий работы при бурении) .

Ограничения: окислители могут требовать избытка, влияние на pH, возможное образование побочных продуктов (например, перекисидные радикалы), необходимость контроля времени реакции и избытка реагента.

1.3 Органические / аминовые / триазиновые реагенты

- Триазиновые реагенты — один из наиболее часто используемых типов коммерческих «scavenger»-реагентов для H_2S . Эти реагенты реагируют с H_2S , связывая его в стабилизированные продукты, часто в виде не летучих производных. (например, многие компании предлагают « H_2S Scavenger» на основе триазина) .
- Например, продукт 80-83 % триазиновый реагент для удаления H_2S из водных систем.
- В описании производителя нефтехимического реагента SULSCAV® HP говорится, что дозировка составляет 10-20 реагента на 1 H_2S (в зависимости от температуры и условий).
- Эти реагенты обычно обеспечивают хорошие характеристики при низких концентрациях H_2S , имеют меньший негативный эффект на реологию раствора, особенно если их дозировать дозированно.

1.4 Каталитические / наноматериалы / комбинированные подходы

- Использование оксидных наночастиц (например, наночастиц ZnO), которые обеспечивают большую поверхность реагирования и ускоряют захват H_2S . В работе показано, что наночастицы ZnO (14–25 нм) способны полностью удалять H_2S из водного бурового раствора за ~15 минут, тогда как обычные частицы ZnO очень медленно (2,5 % за 90 минут).
- Комбинированные методы: сочетание окислителей и связывающих веществ, каталитических систем и др., чтобы улучшить скорость и степень удаления.
- Использование катализаторов для “активного” удаления H_2S прямо в потоке раствора, превращая его в элементарную серу или другие формы (интенсивные системы очистки) — более сложные системы, могут требовать оборудования, условия контроля и др.

Расхода реагента

Расход реагента зависит от:

- Концентрации H_2S , поступающего из пласта (г/л)
- Объема бурового раствора (л)
- Эффективности реагента (сколько мг H_2S может связать 1 г реагента)
- Запаса избытка (маржа безопасности)
- Потерь реагента (адсорбция, осадок, утрата в шламы)

Таблица 4.3.2 (б) – Типы нейтрализаторов

п/п	Тип / группа реагентов	Принцип действия	Преимущества / недостатки
1	2	3	4
1	Металлические (солевые) реагенты / сульфид-образующие соли	Реагент реагирует с H_2S , образуя нерастворимые сульфиды металлов	обычно дешевле, высокая поглотительная способность, но возможны побочные эффекты (на реология раствора, коррозия)

		(например, ZnS, CuS, FeS)	
2	Окислители (химическое окисление H ₂ S)	Окисление H ₂ S до элементарной серы (S ⁰), сульфатов / тиосульфатов и др.	не требует замены осадков, может быть быстрым, но требует контроля условий (pH, избыток окислителя)
3	Органические связывающие реагенты (хемо сорбенты, аминовые / триазиновые реагенты и др.)	Реагенты химически связывают H ₂ S, образуя органические или смешанные продукты, не высвобождающиеся обратно	высокая селективность, управляемость, меньший эффект на физические свойства раствора
4	Каталитические / каталитически усиленные методы / наноматериалы / комбинированные подходы	Использование катализаторов, наночастиц, каталитических оксидов, чтобы ускорить реакцию связывания или окисления	может значительно повысить скорость и эффективность, но сложнее в реализации

Рекомендации:

- **Металлические реагенты** — недорогие, эффективные при умеренных концентрациях, но могут влиять на параметры раствора и вызывать коррозию.
- **Окислители** — быстрые в действии, не требуют образования осадка, но нужно тщательно дозировать чтобы не переокислять (и не навредить раствору).
- **Органические / триазиновые реагенты** — хорошо подходят для контролируемого дозирования, минимального влияния на свойства раствора, особенно при низких концентрациях H₂S.
- **Каталитические / наноматериалы** — перспективны, могут улучшить скорость реакции, но сложнее внедрять и контролировать в полевых условиях.
-

Краткий анализ фактического содержания сероводорода в отдельных скважинах

Сероводород (H₂S) является естественным компонентом нефти и газов ряда нефтяных и газовых месторождений в скважинах с высоким давлением, содержащих в добываемой продукции H₂S и/или CO₂, происходило быстрое разрушение НКТ и обсадных колонн из-за коррозионного растрескивания под напряжением.

Коррозионное растрескивание под напряжением – это хрупкое разрушение металлов в результате одновременного воздействия коррозивной среды и растягивающих (остаточных и приложенных извне) напряжений. Оно возникает при накоплении водорода в металле, что приводит к снижению его прочности – статической водородной усталости (водородному охрупчиванию). При коррозионном растрескивании разрушение металла происходит из-за возникновения и развития трещин, которые вызваны высоким парциальным давлением водорода, диффундировавшего в металл и скопившегося внутри малых областей, и действием растягивающих напряжений. Коррозионное растрескивание под напряжением может происходить в растворах, содержащих H₂S, CO₂, аммиак, нитраты, хлориды, кислоты, щелочи и др.

Классификацию коррозии по виду коррозивной среды проводят на основе значений парциальных давлений H₂S и CO₂. В табл. 4.3.2 (в). приведена классификация, которую

применяют на металлургических заводах при выборе сталей НКТ для работы в соответствующих условиях.

Таблица 4.3.2 (в) Классификация коррозии по виду коррозионной среды в зависимости от парциальных давлений H_2S и CO_2 .

Вид коррозии	P_{H_2S} , МПа	P_{CO_2} , МПа
Углекислотная	$<0,0003$	$>0,05$
Сероводородная	$>0,0003$	$<0,05$
Смешанная	$>0,0003$	$>0,05$

Различные механизмы участия H_2S в катодной и анодной реакциях рассмотрены в литературе. Катодная реакция протекает с участием катионов H^+ . Все исследователи отмечают, что характерной чертой H_2S -коррозии углеродистых сталей является локальная коррозия, при этом решающую роль в локализации H_2S -коррозии играет образование на поверхности стали пористого слоя сульфида железа. H_2S -коррозия стали при определенных условиях вызывает коррозионное растрескивание под напряжением – хрупкое разрушение металла в результате одновременного воздействия коррозионной среды и растягивающих (остаточных и приложенных извне) напряжений. Оно возникает при накапливании водорода в металле, что приводит к снижению его прочно-сти – статической водородной усталости (водородному охрупчиванию). При коррозионном растрескивании разрушение металла происходит из-за возникновения и развития трещин, которые вызваны высоким парциальным давлением водорода, диффундировавшего в металл и скопившегося внутри малых областей. Коррозионному растрескиванию под напряжением в большей или меньшей степени подвержены все металлы и сплавы – это один из наиболее опасных видов коррозионного разрушения в нефтяной и газовой промышленности.

4.3.11 Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

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

- Вес на крюке, т;
- нагрузка на долото, т;
- удельное электрическое сопротивление на входе и выходе, Ом/м;
- положение талевого блока, м;
- подача инструмента, м/с;
- скорость перемещения талевого блока, м/с;
- частота вращения ротора, об/мин;
- крутящий момент на роторе, кН х м;
- давление в буровом Манифольд, МПа;
- число входов 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, $^{\circ}C$;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м³;
- газосодержащие на выходе, %;

Средства технологического контроля должны позволять также производить анализ поровых давлений.

4.3.12 Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы, обеспечение работников средствами связи, рабочими местами и оперативным транспортом

Контроль за состоянием фонтанной безопасности оговаривается "Руководством по организации фонтанной безопасности".

В связи с удаленностью района буровых работ, режим работы районного инженера АВО совпадает с режимом работы буровой вахты, и наблюдение за процессом бурения – вахтовое. Обеспечение средствами связи и транспортом работников АСС такое же, как и персонала БУ.

4.3.13 Методы и средства проветривания рабочих зон буровой

1. Под вышечное пространство, рабочая зона площадки буровой проветриваются естественной вентиляцией. В зимнее время подвышенное 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 теплого воздуха от блока электростанций.

4.3.14 Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважины

Коррозионная стойкость крепи скважин определяется, прежде всего, стойкостью составляющих её элементов, а именно механической и коррозионной стойкостью обсадных колонн и цементного камня, а также надежностью сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

В качестве базового цемента для крепления скважин выбран сульфатостойкий портландцемент по стандарту API или аналог (ПЦТ I-CC-100 по ГОСТ 1581-96), который в совокупности с регулируемыми добавками (понижитель водоотдачи, понизитель трения, ингибитор глин, Пено гаситель) обеспечивает получение эффективного тампонажного раствора с пониженной водоотдачей из которого формируется за колонной непроницаемый для пластовых флюидов цементный камень. Наличие такой цементной оболочки позволяет обеспечивать защиту металла обсадных труб от агрессивного воздействия пластовых минерализованных вод при условии хорошей адгезии цементного камня с колонной и стенками скважины, предусмотренный в техническом проекте комплекс мероприятий при бурении и цементировании скважин обеспечивает хорошее сцепление цементного камня со стенками скважины и обсадных колонн, чем достигается надежная защита обсадных колонн и предупреждение разрушения крепи скважины в интервале цементирования. Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытуемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-96.

Физико-механические свойства тампонажных растворов

К цементированию предъявляются определенные требования по долговечности, герметичности, прочности, а также по высоте и глубине расположения. Эти требования обусловлены конкретными геолого-техническими условиями.

Таблица 4.3.3 - Свойства цемента типа ПЦТ I-G

Наименование показателя		Значение	
		не менее	не более
1	Прочность на сжатие через 8 ч твердения, МПа при температуре: -38°C -60°C	2, 1-10,3	-
2	Водоотделение цементного теста, мл	-	3,5

3	Начальная консистенция цементного теста через 15-30 мин после помещения в консистометр, ед. Вс	-	30,0
4	Время загустевания до консистенции 100 ед. Вс, мин	90,0	120,0

Подбор рецептур цементного раствора и буферных жидкостей для цементирования должен осуществляться с применением проектных добавок к цементному раствору и с учетом горно-геологических и технологических особенностей скважины. Основным параметром при этом принято время начала загустевания цементного раствора. Обязательными параметрами являются: водоотделение, прочность цементного камня на сжатие, на изгиб, время начала и окончания схватывания цементного раствора. Рецептуры цементного раствора являются базовыми и могут быть изменены в зависимости от фактических геолого-технических и технологических условий в скважине и проверены в лаборатории. Основным параметром при этом принято время начала заупустевания цементного раствора. Время ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) для всех мостов принято не менее 24 часов. Подбор рецептуры цементных растворов необходимо производить в лаборатории для конкретной партии цемента, при фактических давлениях и температуре. Обязательными параметрами являются: водоотделение, прочность цементного камня на сжатие, на изгиб, время начала и окончания схватывания цементного раствора.

К цементным растворам предъявляют следующие основные требования: подвижность раствора должна быть такой, чтобы его можно было закачивать в скважину насосами и она должна сохраняться от момента приготовления раствора (затворения) до окончания процесса продавливания; структурообразование раствора, т. е. загустевание и схватывание после продавливания его за обсадную колонну, должно проходить быстро; цементный раствор на стадиях загустевания и схватывания и сформировавшийся камень должны быть непроницаемы для воды, нефти и газа;

Тампонажные смеси, стойкие к действию сероводорода и отвечающие геолого-техническим условиям, для цементирования обсадных колонн;

Тампонажные смеси, предназначенные для заполнения трещин и пустот с основной целью закрепления неустойчивых, дробленых горных пород и предотвращения потерь промысловой жидкости при бурении скважин.

Помимо основного назначения закрепления стенок скважин и предотвращения потерь промысловой жидкости выполнять следующие функции:

1. Изоляция пластов твердых полезных ископаемых от проникновения подземных и поверхностных вод, а также пластов жидких и газообразных полезных ископаемых друг от друга.
2. Ликвидация водо-, газо- и нефтепроявления.
3. Закрепление обсадных труб технической и эксплуатационной колонн.
4. Защита обсадных труб от коррозии, повышение их устойчивости к внешним и внутренним нагрузкам.
5. Закрепление стенок скважин от обрушений при их ликвидации.

Тампонажная смесь, в условиях сероводородной агрессии возможно использовать сульфатостойкий портландцемент ПЦТ I-G CC-1. При разработанная тампонажная смесь имеет устойчивый фазовый состав, является коррозионностойкой и обладает пониженной плотностью и проницаемостью цементного камня, что позволяет использовать ее при цементировании в интервалах, осложненных поглощениями и присутствием H₂S. При разработана облегченная коррозионностойкая тампонажная смесь для цементирования скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии на основе цемента марки ПЦТ 1-0 CC-1 (вяжущий материал), синтетического сульфированного полимера (газоблок), расширяющей добавки (ДР-100) и гранулированного пеностекла (ГПС).

- Газоблок, понижающий проницаемость цементного камня и фильтрацию тампонажной смеси, обеспечивает коррозионную стойкость к сероводороду, седиментационная и суффозионную устойчивость.
- Расширяющая добавка исключает конструкционные процессы (усадку) камня при твердении, а гранулированное пеностекло образует прочный облегченный композитный материал, обеспечивающий эффективную изоляцию высокопроницаемых горных пород за счет увеличения адгезионного сцепления камня со стенками поглощающих каналов.
- Расширяющая добавка исключает конструкционные процессы (усадку) камня при твердении, а гранулированное пеностекло образует прочный облегченный композитный материал, обеспечивающий эффективную изоляцию высокопроницаемых горных пород за счет увеличения адгезионного сцепления камня со стенками поглощающих каналов.

Сероводород стойкий тампонажный раствор в качестве регулятора технологических свойств содержит нитрилотриметиленфосфоновую кислоту НТФ в количестве 0,05-0,2%, супер пластификатор С-3 в количестве 0,3-1%, ПАВ (сульфонат) - 0,25-0,5%, при этом добавки НТФ менее 0,05 не обеспечивают необходимое время прокачиваемой, более 0,2% увеличивают водоотделение; добавки супер пластификатора С-3 менее 0,3 увеличивают вязкость системы, более 1% - водоотделение. Уменьшение ПАВ ниже 0,25% вызывает отстой гидрофобного этилсиликата, а увеличение выше 0,5% вспенивает цементный раствор.

Сероводород стойкий тампонажный раствор в качестве жидкости затворения содержит воду или рассол хлористого натрия, или хлористого кальция, или бромистого кальция, или другие инертные рассолы, плотностью от 1,0 до 1,7 г/см³. В интервалах соленосных отложений и рапосных горизонтов используется засолоненный тампонажный раствор, приготовленный на химически совместимых с горной породой рассолах, с возможностью исключения обменных процессов, ведущих к разрушению камня тампонажной основы.

От использования предлагаемого сероводород стойкого тампонажного раствора обусловлен повышением безаварийного эксплуатационного срока в условиях сероводородной агрессии, обеспечивающего длительную надежность герметичности конструкции скважины в процессах строительства, эксплуатации,

Сероводород может контактировать с тампонажным камнем в различном состоянии (газообразному растворенному). Механизм и скорость коррозии цементного камня существенным образом меняется в зависимости от состояния сероводорода (газ или растворенный).

При повышении давления сероводород может переходить из газа в жидкое состояние. Это возможно при температурах не более 100,4 °С. При температуре 15-20 °С и давлении 1,6 МПа сероводород переходит в сжиженное состояние. При повышении давления одновременно растет растворимость сероводорода в воде.

Для цементирования обсадных колонн рекомендуются следующие тампонажные материалы:

- Цемент ПЦТ - 50 (ГОСТ 1581 - 85) при температуре забоя 50⁰С;
- Цемент ПЦТ - 100 (ГОСТ 1581 - 91) для температур до 100⁰С;
- При температуре свыше 100⁰С применяются специальные цементы типа ШПЦС;
- Смесь портландцемента со сланцевой золой рекомендуется при отношении масс цемента и золы. при температуре свыше 70 °С эта смесь является расширяющейся;
- Смеси портландцемента с бентонитом, керогеном, перлитом и другими добавками, которые относятся к облегченным тампонажным цементам;
- Смесь портландцемента с утяжелителем, которая относится к утяжеленным тампонажным цементам;

-Смесь портландцемента с песком.

Для тампонирувания к составу таких растворов включают:

- Полное и плотное заполнение пространства между обсадной колонной и стенками скважины.
- Обеспечение необходимого уровня адгезии как с обсадными трубами, так и со стенками скважины.
- Изоляцию и разделение продуктивных и проницаемых пластов.
- Защиту затрубного пространства от проникновения нефти или газонефтяной смеси под воздействием высокого пластового давления.
- Укрепление обсадной колонны внутри породы.
- Антикоррозионную защиту металлических элементов колонны от воздействия межпластовых вод.
- Частичную разгрузку буровой колонны от внешнего давления.

Требования к тампонажному раствору:

Тампонажный раствор, применяемый для цементирования скважин, должен соответствовать ряду важных требований, чтобы обеспечить его эффективность и долговечность.

Технические требования включают способность раствора свободно течь, проникать в мельчайшие поры и микротрещины, а также сохранять однородность, важно, чтобы раствор надежно сцеплялся с обсадными колоннами и горными породами, не вступал в нежелательные реакции с окружающими породами и пластовыми водами, и был устойчив к воздействию подземных вод.

В случае обнаружения в пластовом флюиде первой разведочной скважины высокого содержания сероводорода, дальнейшее её углубление, а также бурение последующих разведочных скважин на данной площади допускаются только после установления санитарно-защитной зоны (СЗЗ).

Примечание:

В случае обнаружения в пластовом флюиде первой разведочной скважины высокого содержания сероводорода дальнейшее углубление ее и бурение следующих разведочных скважин на этой площади допускается после установления СЗЗ.

4.3.15 Технология установки аварийного цементного моста

1. Общие требования

1.1 Цементный мост устанавливается при возникновении аварийных ситуаций при бурении скважины, а также в случае необходимости длительной остановки работ в скважине при бурении при вскрытых газовых горизонтах, или вскрытых горизонтов, содержащих сероводород. Установку цементного моста рекомендуется проводить балансовым способом (на равновесии).

1.2 При установке моста в условиях, осложненных проявлениями или поглощениями, необходимо полностью их ликвидировать с применением соответствующих цементных растворов (закачкой баритовых суспензий, вязкоупругих составов, растворов с наполнителем или другим способом).

1.3 Обеспечить на буровой наличие и постоянную готовность цементировочной техники (цементировочный агрегат, смесительная машина, осреднительная емкость) к работе; иметь на буровой запас цемента в количестве, достаточном для установки цементного моста.

1.4 Перед установкой цементного моста скважина должна быть заполнена обработанным нейтрализатором буровым раствором плотностью, соответствующей плотности раствора при вскрытии сероводородсодержащего пласта.

1.5 Цементный мост устанавливается в открытом стволе скважины, с учетом перекрытия башмака 244,5 мм колонны выше и ниже на 50 м. В случае осложненных условий ствола скважины, не позволяющих установить цементный мост в открытом стволе, возможна установка разбуриваемого разобщающего пакера-пробки в нижней части обсадной колонны (но не выше 50 м над башмаком), и цементного моста над ним высотой не менее 100 м.

Требования к тампонажному раствору для установки цементного моста

Тампонажные материалы и реагенты:

- высокосульфатостойкий тампонажный цемент типа ПЦТ-I-100-СС-1 или цемент класса G; тонкомолотый кремнезем в количестве 30-35% для повышения термостойкости и коррозионностойкости цементного камня;

- понизитель водоотдачи, понизитель вязкости, замедлители схватывания.

Параметры тампонажного раствора-камня: высокая седиментационная устойчивость, водоотделение - 0; пониженная водоотдача ($< 50 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ по стандарту API 10B); ранний набор прочности (прочность на сжатие через 12 ч - не менее 3.5 МПа, через 24 ч - не менее 20 МПа).

Рецептура тампонажного раствора подбирается для конкретных условий с тампонажными материалами, добавками и реагентами, имеющимися в наличии на буровой. Проведение контрольного анализа тампонажного раствора на приготовленной воде затворения обязательно.

Для обеспечения однородного и стабильного тампонажного раствора обязательно использование осреднительной емкости (2-4 м³).

2. Основные технологические операции при установке цементного моста

2.1 Спустить заливочную колонну, состоящую из 114,3 мм буровых труб, оборудованную в нижней части 73 мм НКТ длиной до глубины, соответствующей подошве моста.

2.2 Промыть скважину в течение не менее 1,5-2 циклов циркуляции (до выравнивания плотности бурового раствора) с вращением и расхаживанием заливочной колонны для наиболее полной очистки ствола скважины (особенно при высокой кавернозности ствола).

2.3 Закачать первую порцию буферной жидкости. Для предупреждения смешения растворов при установке моста объем буферной жидкости должен обеспечить высоту столба в кольцевом пространстве в пределах 150-200 м.

3. Затворить и закачать расчетный объем тампонажного раствора.

4. Закачать вторую порцию буферной жидкости с расчетным объемом для обеспечения равновесия с предварительно закачанной буферной жидкостью.

5. Продавить буровым раствором до расчетной высоты, при которой гидростатические давления столбов тампонажного раствора в трубах и в затрубном пространстве уравновешиваются

6. Поднять заливочную колонну до глубины, соответствующей кровле моста и прямой или обратной циркуляцией осуществить "срезку" кровли моста до полного вымыва на поверхность буферных жидкостей и избыточного количества тампонажного раствора. Не допускать задержки проведения операции во времени. В процессе обратной промывки фиксируется удельный вес выходящих растворов и объемы выходящих на поверхность буферной жидкости и тампонажного раствора. Избегать обратной посадки заливочной колонны.

7. Поднять заливочную колонну еще на 25-75 м, герметизировать устье скважины и оставить на период ОЗЦ (24 – 36 ч).

8. После окончания периода ОЗЦ спустить заливочную колонну, определить кровлю моста и его прочность разгрузкой колонны на мост 3-4 т.

9. Поднять заливочную колонну на 25 м над мостом.

10. Испытать мост на герметичность давлением равным давлению опрессовки обсадной колонны.
11. Поднять заливочную колонну из скважины, герметизировать устье и установить контроль за давлением на устье скважины. 6. Поднять заливочную колонну до глубины, соответствующей кровле моста и прямой или обратной циркуляцией осуществить "срезку" кровли моста до полного вымыва на поверхность буферных жидкостей и избыточного количества тампонажного раствора. Не допускать задержки проведения операции во времени. В процессе обратной промывки фиксируется удельный вес выходящих растворов и объемы выходящих на поверхность буферной жидкости и тампонажного раствора. Избегать обратной посадки заливочной колонны.

4.3.16 Оценка коррозионного риска обсадных труб, НКТ и оборудования скважины

Основные факторы, которые обуславливают опасность коррозии обсадных труб, лифтовой колонны НКТ и скважинного оборудования - высокая концентрация H_2S в извлекаемом пластовом газе, высокое парциальное давление сероводорода и углекислого газа при полном замещении бурового раствора пластовым флюидом в случае длительных газоподъемов, выбросов и их ликвидации, а также высокая минерализация пластовой воды. Вода, в поступающем в скважину газе, может появиться вследствие подтягивания воды из подстилающих водяных пластов, причем вода, в сочетании с H_2S и CO_2 , представляет наибольшую опасность с точки зрения коррозии.

При контакте обсадных труб, лифтовой колонны НКТ и оборудования скважины с поступающим в скважину пластовым газом в процессе строительства скважины и последующей добычей газа, содержащего агрессивные компоненты, возникает опасность сульфидного коррозионного растрескивания сталей под напряжением (СКРН), индуцированное водородом растрескивания (ВИР), общей и местной (локальной) углекислотной коррозии труб и скважинного оборудования.

Потенциальная коррозионная активность CO_2 по отношению к углеродистой стали (УС) может иметь очень высокие значения (при условии смачивания водой).

Коррозия труб в межтрубном пространстве обусловлена составом жидкостей для глушения скважин. Проявление указанных выше видов коррозии на обсадные трубы (внутренняя поверхность) и НКТ (внешняя поверхность), оборудование скважин в большой степени зависит от уровня pH жидкостей.

При не герметичности (некачественном цементировании) за трубные пространства скорость коррозии труб в межтрубном пространстве может быть очень высокой из-за насыщения жидкости кислыми газами.

Коррозионный мониторинг эксплуатационных колонн является обязательным при возможной эксплуатации скважин. Методы коррозионного мониторинга позволяют диагностировать коррозионные нарушения колонн и контролировать уровень коррозии металлической крепи скважины. Своевременное принятие мер по защите крепи скважины обеспечит надежную эксплуатацию.

С учетом геологического разреза скважины, свойств пластового флюида и параметров

эксплуатации приняты обсадные трубы следующих марок стали:

- для кондуктора – марка стали Д с толщиной стенки 9,5 мм;
- для техническая – марка стали К-55 с толщиной стенки 8.94 мм;
- для эксплуатационной колонны марка стали К-55 с толщиной стенки 7,32 мм;
- для насосно-компрессорных труб Ø73 мм N-80 с толщиной стенки 5,51 мм;

Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов

Анализ причин возникновения фонтанов свидетельствует, что подавляющее их большинство результат нарушения технологии проводки скважин, отступления от требований геолога - технического наряда, недостаточной квалификации исполнителей

работ, незнания или правил предупреждения фонтанирования и установления признаков начала проявления пласта и т.д.

При несоответствии оборудования устья скважины давления, возникающем качества монтажа превенторов и манифольдов борьба с фонтанированием.

В процессе вскрытия и разбурирования пластов основными причинами возникновения фонтанов считаются следующие.

1) несвоевременная подкачка бурового раствора в скважину во время подъема колонны буровых труб.

2) поглощение бурового раствора с падением его уровня в скважине в результате вскрытия трещиноватых пластов или гидроразрыва пород.

3) вскрытие пластов установки с аномально высокими давлениями, не учтенными геолого-техническими нарядом.

4) нарушение правил установки нефтяных и водяных ванн для освобождения прихваченного бурового инструмента или обсадной колонны.

5) слом обратного клапана при спуске обсадной колонны в результате ее недолива буровым раствором.

6) насыщение газом бурового раствора по всему объему, циркулирующему в скважине.

Основная причина, обуславливающая возможность фонтанного проявления пласта, снижение гидростатического давления, создаваемого буровым раствором, заполняющим скважину.

В зависимости от депрессии на пласт и времени ее действия возможны проявления:

Образование, газированных пачек, кипение и движение (перелив) бурового раствора, выброс и фонтан.

Если три первых вида газонефтепроявлений можно предупредить или ликвидировать, повысив плотность всего объема или части бурового раствора (дегазация, утяжеление), то фонтаны заглушить сложно.

Открытие фонтаны возникают в следующих случаях:

- при неисправном противовыбросовом оборудовании или его отсутствии.
- при некачественном монтаже противовыбросового оборудования и манифольда.
- если давление на устье при закрытии превенторов превышает прочность обсадной колонны.

- при несвоевременном закрытии противовыбросового оборудования, когда часто выходят из строя резиновые элементы превенторов.

- при некачественном цементировании (возникновении каналов) обсадных колонн, на которых установлено противовыбросовое оборудование, что приводит к прорыву газа за ними при герметизации устья во время выбросов.

Эффективность ликвидации возникающих фонтанов зависит от правильности выбранного плана работ, четкого и быстрого его осуществления.

Все открытые фонтаны по условиям их ликвидации подразделяются на две группы:

1. На фонтанирующей скважине имеется база для установки герметизирующих устройств. Ликвидацию таких фонтанов ведут по следующей схеме: с устьевой обвязки снимают все пришедшие в негодность части; на узле обвязки, выбранный в качестве базы, устанавливают герметизирующее устройства либо проводят прямую за давку (в некоторых случаях устанавливают лубрикатор), либо спускают под давлением в скважину трубы и через них задавливают фонтан.

2. На фонтанирующей скважине нет базы для установки герметизирующих устройств или обсадная колонна негерметична.

Такие фонтаны ликвидируют различными методами:

1) созданием воронки депрессии в призабойной зоне фонтанирующей скважины при интенсивном отборе газа через скважины;

2) подземным взрывом большой мощности в на скважине, который создает условия для ликвидации каналов движения пластовых флюидов;

3) созданием дополнительных сопротивлений движению газа в пласте или в стволе фонтанирующей скважины.

Для первого метода требуются высокая точность проводки скважины и знание положения в пространстве забоя фонтанирующей скважины.

Метод ликвидации открытых фонтанов герметизацией устья скважины с последующим задавливанием жидкости основан на создании превышения в ней забойного давления над пластовым путем закачки в нее жидкости после герметизации устья. Применяется он только в том случае, когда в скважину спущена и надежно зацементирована обсадная колонна. В противном случае после герметизации устья могут произойти прорывы газа за колонну и возникнуть грифоны.

При наличии на устье скважины выбрасываемого флюида устанавливают запорные устройства (задвижки, превентора), герметизируют устье и в скважину закачивают под давлением жидкость.

При наличии на устье скважины выбрасываемого флюида устанавливают запорные устройства (задвижки, превентора), герметизируют устье и в скважину закачивают под давлением жидкость.

Предварительно (при необходимости) с колонного фланца фонтанирующей скважины удаляют разъединное или поврежденное противовыбросовое оборудование, а если невозможен доступ к устью, - его сбивают снарядом. Пламя гасят мощной струей воды или взрывом.

Если на устье установлен фланец или повреждена колонна, а дебиты не большие, то ликвидировать фонтан можно после установки специального запорного приспособления.

4.3.17 Контроля коррозионного состояние бурильных и элементов трубных колонн

В процессе эксплуатации все элементы бурильной колонны подвергаются различным видом износа (абразивный, коррозионной, износ замковых резьба и др.), в результате чего на поверхности труб и резьба появляются вмятины, выбоины, надрезы и т.п., что изменяет их геометрические размеры и прочностные характеристики.

Основными коррозионными агентами, действующими на бурильную колонну, являются кислород, двуокись углерода, сероводород, растворенные соли и кислоты.

Для защиты от коррозии рекомендуется:

- систематически контролировать щелочность (рН) промывочной жидкости, не допуская ее уменьшения ниже оптимального для данного региона;
- в особых случаях применять бурильные трубы, изготовленные из специальных сплавов;
- вводит в промывочный раствор ингибиторы коррозии и реактивы, снижающие коррозионное воздействие сероводорода.

Установка предназначена для неразрушающего контроля бурильных и насосно-компрессорных труб на основе магнитоиндукционного контроля концевых участков труб и электромагнита акустического контроля толщины стенки труб. Установка позволяет производить контроль труб, бывших в эксплуатации, без предварительной очистки их поверхности от краски, ржавчины и масляных пятен.

Требования к коррозионной защите оборудования и труб;

Основным видом коррозионных повреждений внутрискважинное оборудование добывающих скважин при углекислотной коррозии является локальная коррозия внутренней поверхности НКТ.

В процессе эксплуатации НКТ подвергаются углекислотной коррозии, коррозионному растрескиванию, коррозионной усталости, сульфидному растрескиванию,

коррозионно-механическому износу в паретрения с муфтами насосных штанг и центраторами,

Основными способами защиты от локальной коррозии внутренней поверхности НКТ являются:

- применение неметаллических труб;
- применение коррозионно-стойких сталей;
- применение защитных покрытий из коррозионно-стойких сталей;
- применение защитных неметаллических покрытий;
- применение ингибитор ИК.

Неметаллические трубы считаются альтернативой металлическим, поскольку они позволяют почти полностью избежать коррозии.

В качестве коррозионно-стойких сталей в нефтяной и газовой промышленности используют сплавы. Выбор марок стали осуществляют на основании оценки условий эксплуатации: температуры, давления, механических нагрузок, коррозивности среды и др.

Технология применения защитных покрытий из коррозионно-стойких сталей заключается в нанесении тонкого слоя нержавеющей стали на внутреннюю поверхность НКТ из углеродистой стали.

Применение защитных покрытий из коррозионностойких сталей позволяет совместить дешевизну и простоту обработки углеродистой стали с коррозионной стойкостью нержавеющей стали.

Для защиты от коррозии НКТ в качестве защитных неметаллических покрытий используют силикатные материалы, полимеризационные пластмассы (полипропилен, поливинилхлорид, фторопласт) и поликонденсационные смолы (фенолформальдегидные, эпоксидные, полиэфирные).

Ингибиторы коррозии (ИК) являются действенным средством снижения скорости локальной коррозии внутрискважинное оборудование (ВСО).

Подачу ИК в добывающие скважины осуществляют следующими основными способами:

- 1) Периодическая подача раствора ИК в затрубное пространство скважины (кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ).
- 2) Постоянная подача ИК на прием насоса с помощью блочных автоматизированных дозирочных установок (ДУ) и капиллярных трубок, которые при подземном ремонте устанавливают с внешней стороны НКТ от устья скважины до приема насоса, выводят из скважины через фонтанную арматуру и подключают к насосу ДУ

1. Основными способами защиты от локальной коррозии внутренней поверхности НКТ являются:

- применение неметаллических труб;
- применение коррозионностойких сталей;
- применение защитных покрытий из коррозионностойких сталей;
- применение защитных неметаллических покрытий;
- применение ингибитор коррозии ИК.

2. Неметаллические покрытия обладают определенным потенциалом для предотвращения локальной коррозии внутренней поверхности НКТ.

Резьбовые соединения являются одними из наиболее уязвимых для локальной коррозии элементов подвески НКТ и требуют внедрения мер по их защите. В качестве таких мероприятий может быть рекомендована установка межнипельных предохранительных вставок.

3. Ингибиторы коррозии являются действенным средством снижения скорости локальной коррозии ВСО. Подачу ИК в добывающие скважины осуществляют следующими основными способами:

- а) периодическая подача раствора ИК в затрубное пространство скважины;
 - б) постоянная подача ИК на прием насоса с помощью ДУ и капиллярных трубок, которые при подземном ремонте устанавливают с внешней стороны НКТ от устья скважины до приема насоса, выводят из скважины через фонтанную арматуру и подключают к насосу ДУ.
4. Задача организации эффективной защиты трубопроводов от внутренней коррозии ИК состоит в том, чтобы в перекачиваемой по трубопроводу жидкости создать и поддерживать концентрацию ИК не ниже той, которая эффективно защищает внутреннюю поверхность от локальной коррозии.

Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов.

Основными противофонтанными мероприятиями при бурении в продуктивных горизонтах должны быть следующие:

после спуска кондуктора или промежуточной колонны, при бурении ниже которых ожидается вскрытие газовых, газоконденсатных, напорных нефтяных и водоносных горизонтов, а также при бурении разведочных скважин в неизученной части разреза на устье любой скважины должна быть смонтирована противовыбросовая установка;

типовые технологические и монтажные схемы обвязки этой установки должны быть разработаны для каждой площади или группы площадей с учетом требований Правил безопасности и специфических геологических условий и согласованы с соответствующими организациями;

для каждой буровой типовая схема конкретизируется с учетом ее местоположения, на местности проходящих линий передач и других коммуникаций, сооружений, вида бурового и вспомогательного оборудования;

вскрытие газовых горизонтов с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и последующее углубление скважины не допускается без проведения работ по прогнозированию пластового давления по геофизическим и технологическим данным и без приведения параметров бурового раствора в соответствие с этими давлениями;

Важное профилактическое мероприятие для предупреждения открытого фонтанирования — практическая подготовка буровых бригад.

Каждая вахта должна визуально проверять состояние противо-выбросового оборудования; наличие бурильной трубы с закрепленным на ней обратным клапаном, запасного обратного клапана и переводника с одного размера труб на другой (при использовании комбинированной бурильной колонны).

Бурильщики и их помощники обязаны знать условия проводки скважины и глубину залегания горизонтов, при вскрытии которых возможны газонефтеводопроявления или поглощения.

До прибытия на скважину бурового мастера, инженерно-технических работников ответственным за выполнение первоочередных мероприятий, предупреждающих переход газонефтепроявлений в открытый фонтан, является бурильщик.

На буровой необходимо иметь постоянный запас бурового раствора в количестве, равном объему скважины. Запасной буровой раствор следует периодически (не реже 1 раза в 7—10 дней) перемешивать и контролировать его параметры.

В случае обнаружения даже незначительного или периодического движения бурового раствора, когда бурильная колонна полностью извлечена из скважины, необходимо опустить в нее максимально возможное количество бурильных свечей, установить наверху обратный клапан или шаровой кран, после чего проводить работы по герметизации устья и ликвидации газопроявления.

Перед подъемом из скважины в колонну бурильных труб рекомендуется закачать 1,5-2 м³ более тяжелого бурового раствора для предотвращения сифона.

Колонну бурильных труб из скважины после вскрытия газового горизонта должны поднимать только тогда, когда свойства бурового раствора одинаковы по всему циркулирующему объему и соответствуют заданным в ГТН.

При подъеме бурильной колонны скважину следует постоянно заполнять раствором, который использовали при бурении, не допуская снижения уровня.

Если в процессе подъема бурильной колонны уровень в скважине не снижается, то подъем следует прекратить, восстановить циркуляцию бурового раствора и проверить наличие в нем газа или другого флюида. Если при подъеме бурильной колонны возникает предположение о наличии "сальника", то необходимо принять меры к его разрушению (промывка с вращением и расхождением, обработка раствора).

При поглощении бурового раствора в процессе бурения с вскрытыми продуктивными горизонтами и отсутствии проявлений бурильные трубы следует поднять в башмак колонны, загерметизировать устье, приступить к заполнению скважины, дообработке раствора и ликвидации поглощения по специальному плану.

Проведение учебно-тренировочных занятий по сигналу «Выброс» является основной формой практического обучения рабочих бригад бурения скважин первоочередным действиям при газонефтеводопроявлениях. Периодичность проведения учебных тревог - не реже одного раза в месяц с каждой вахтой. Ответственным за их проведение является буровой мастер.

Подготовка персонала непосредственно на производственных объектах при помощи тренировок (учебных тревог) имеет весьма важное значение для ликвидации аварии в ее начальной стадии. Известны случаи, когда в момент угрозы открытого фонтанирования даже опытные буровые бригады совершали беспорядочные действия. Поэтому практика в ликвидации имитируемых проявлений и навыки по герметизации устья способствуют выработке уверенности в действиях при аварийной ситуации.

Регулярно с персоналом буровых бригад должен быть проведен инструктаж по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов согласно программе периодического инструктажа, утвержденной техническим руководителем предприятия.

Прочность обсадных колонн, колонны насосно-компрессорных труб (далее - НКТ) обеспечивающая возможность закрытия (герметизации) устья при открытом фонтане (далее - ОФ);

Для обеспечения возможности безопасного закрытия устья скважины при фонтанировании, прочность обсадных колонн и колонны НКТ должна соответствовать следующим требованиям:

1. Обсадная колонна:

- Внутреннее давление: должна выдерживать максимальное давление, возникающее при закрытии устья.
- Наружное давление: должна выдерживать возможное противодавление (например, при цементировании).
- Разрывная прочность: давление при фонтанировании не должно превышать предел прочности трубы.
- Сопротивление смятию: важно при закрытии устья и увеличении давления внутри.

2. Колонна НКТ:

- При закрытом устье фонтанное давление будет воздействовать на НКТ, особенно если внутренняя колонна заполнена флюидом.
- НКТ должна выдерживать внутреннее давление, чтобы не разрушиться при противодавлении.
- При аварийном фонтанировании возможно воздействие давления как снаружи, так и изнутри.

3. Обязательные расчёты:

- Гидростатическое давление столба жидкости
- Фонтанное давление на устье
- Максимальное давление в колонне при закрытии превентора

4. Требования регламентов:

- ГОСТ 632-80 — Обсадные трубы
- ГОСТ 633-80 — НКТ
- Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (от 30 декабря 2014 года №355 с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.11.2019г № 872)
- Нормы API (например, API 5CT — стандарт по трубам)

Вывод:

Прочность обсадных колонн и НКТ должна быть рассчитана с учётом максимального возможного давления при закрытии устья в условиях фонтанирования. Это критически важно для предотвращения разрушения колонн, аварий, и обеспечения герметичности скважины.

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

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

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 4.4.1 - 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 колонны.
		1.2. При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото.	1.2. При необходимости произвести зачистку (торцевание).	1.2. При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола.
		1.3. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т.	1.3. Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью.	1.3. 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 по производству, под руководством бурового супервайзера.
		1.5. Контролировать момент на роторе при роторном бурении.	1.5. В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	
		1.6. При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб.		
		1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.		

Продолжение таблицы 4.4.1

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

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4	5
		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.
		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.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.
		4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок.	4.2. Продолжить спуск колонны.	4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время.
		4.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.	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).	4.3. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
			4.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.	4.4. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.
			4.5. После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
			4.6. В случае безрезультатности установки ванн или опасности	4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4	5
			разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском "хвостовика".	
5	Полет обсадных труб	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов.	5.1. Спустить труболовку, метчик, колокол.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы.
		5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.	5.2. Спуск производить замедленно для определения местонахождения "головы" обсадных труб.	5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.
		5.3. Не допускать наворота резьбы наперекос	5.3. Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину.	5.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			5.4. Поднять аварийные трубы.	
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород.	6.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	6.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород.
		6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).	6.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	6.2. Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота).
		6.3. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.		

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4	5
		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 обтиратеры и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов.
		2. Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.	7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы.	7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	
		7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.		
8	Нефтегазо-водопроявления	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора.
		8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.	8.2. Установить обратный клапан под квадрат	8.2. Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии.

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4	5
		8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.
		8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.	8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.	8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.
		8.5. Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.	8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".
		8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.		
		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за 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. Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.		

Продолжение таблицы 4.4.1

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. 8.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине 8.17. Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. 8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.		
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.

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4	5
		9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных № 1335 ТБС НМПОСНО	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	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.
		9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д.	гидромеханического пакера или установить цементный мост.	
		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.		

4.5 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.

4.5.1 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);
- облучённости 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;
- нефтегазопрооявления 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.

4.5.2 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 невозполнимый ущерб окружающей среде;

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

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

Категории отказов (степень риска отказов):

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

В - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

С - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

Д - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Таблица 4.5.1 - Матрица “вероятность – тяжесть последствий”

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	катастрофический отказ	критический отказ	некритический отказ	отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ >1	A	A	A	C
Вероятный отказ 1-10-2	A	A	B	C
Возможный отказ 10-2 - 10-4	A	B	B	C
Редкий отказ 10-4 –10-6	A	B	C	D
Невероятный отказ < 10-6	B	C	C	D

На основе анализа, в таблице 4.5.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Таблица 4.5.2 - Вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Вид аварии	Вероятность
	Поисковое 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: $R_{ав} = R_{т} \times n_{скв} \times L/1000$, где

$R_{т}$ - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;

$n_{скв}$ – количество скважин с данной аварией;

L – проектная глубина скважины с данной аварией.

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

Первый этап - проектирование.

Здесь целью риск-анализа может быть:

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

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

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

Третий этап – освоение скважины или вызов притока. Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий. Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

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

Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении, 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 ФА ВПФО "Ак Берен", инспекторами территориальных подразделений уполномоченного органа в области промышленной безопасности, 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:

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

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, 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.

Оборудование устья скважины:

- обязанка 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 межтрубные пространства буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;
- отвод пластовой жидкости из бурительных 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.

Закключение

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта не полностью, можно считать, что геологический разрез изучен недостаточно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ могут ожидается 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.

4.5.3 Определение степени риска строительства скважины

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

4.5.4 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 244,5 мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;

некачественное крепление скважины 244,5 мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;

не герметичность межтрубного пространства между колоннами 244,5мм и 168,3мм; просадка колонны 323,9мм при ее нагруженные собственным весом, колоннами 244,5мм, 168,3мм, НКТ и ФА;

не герметичность резьбовых соединений колонны 244,5мм и 168,3 мм;

разрушение (или не герметичность) обвязки устья скважины вследствие воздействия повышенных устьевых давлений;

отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне 244,5мм и 168,3 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.Отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах:0.00160;

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

ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ.

1.Поглощение бурового раствора:

Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям: 0.03000;

Завышение плотности раствора: _0.07000;

Несоответствие других параметров раствора: _0.03000;

2.Принятие пластового давления без должного обоснования: 0.10000;

3.Недостаточная плотность раствора в скважине: 0.12000;

4.Недолив скважины:

При подъеме инструмента: 0.08000;

При спуске обсадной колонны: 0.10000;

Меры по предупреждению аварийных ситуаций и уменьшению степени риска

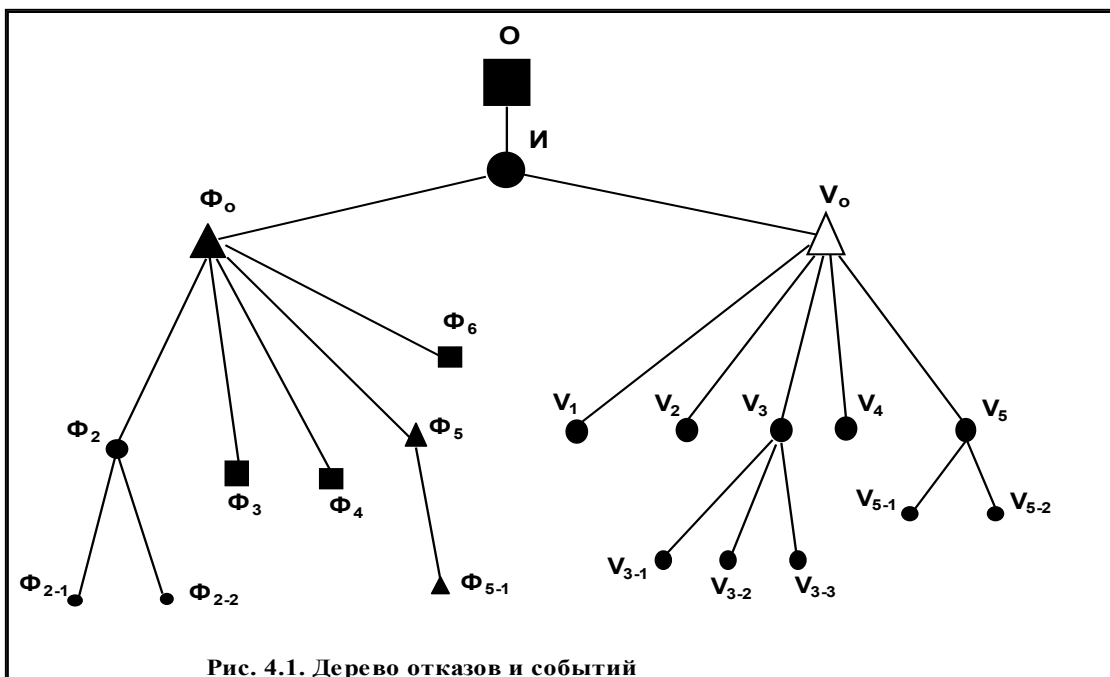
Контроль момента свинчивания при спуске всех обсадных колонн

- опрессовки колонны 244,5мм, 168,3 мм после истечения ОЗЦ с целью определения её герметичности

- опрессовки приустьевой части (и ПВО) на расчетное давление.

Контроль за износом обсадных колонн 244,5мм в процессе бурения из-под башмака указанных колонн.

Обучение работников буровой бригады, занимающих ключевые позиции и ответственных работников бурового подрядчика контролю за скважиной.



	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0.002670
И	Логическое событие	●	0.002670
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)	▲	0.005590
	Газонефтепроявления	△	0.477820
Φ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0.000000
Φ₁-1	Не предусмотрено проектом	▲	0.000000
Φ₁-2	Не установлено перед началом бурения	▲	0.000000
Φ₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0.001600
Φ₂-1	Негерметичность плашек превентора	●	0.001500
Φ₂-2	Неисправность системы управления ПВО	●	0.000100
Φ₃	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0.001600
Φ₄	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0.001200
Φ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0.000800
Φ₅-1	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0.000800
Φ₅-2	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0.000000
Φ₆	Неправильные действия буровой бригады	■	0.000400
V₁	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0.120000
V₂	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0.100000
V₃	Поглощение бурового раствора	●	0.130000
V₃-1	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0.030000
V₃-2	Завышение плотности бурового раствора	●	0.070000
V₃-3	Несоответствие других параметров раствора	●	0.030000
V₄	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0.090000
V₅	Недолив скважины	●	0.180000
V₅-1	При подъеме инструмента	●	0.080000
V₅-2	При спуске обсадной колонны	●	0.100000

4.6 Охрана недр

4.6.1 Общая задача охраны недр в период поисковых работ на площади

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законами 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 скважины на АО "НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ "КОР". 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 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 площади в процессе бурения и испытания поисковых скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

- Мероприятия по охране недр в процессе разведки участка предусматривают:
- Обеспечение полноты геологического изучения и получения необходимых параметров для достоверной оценки запасов участка, 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, грифообразования, 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 кол лекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

4.6.2 Охрана недр в процессе разбуривание площади

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

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью - $\rho=1,1\div 1,16$ г/см³, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

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

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

низкое содержание твердой фазы;

достаточная биоразлагаемость, незасоряющая пласт;

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

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

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

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

Свойства бурового раствора:

Плотность от 1,16г/см³

Условная вязкость 50-60 сек

Водоотдача 4-5 см³/30 мин

Корка 0,5 мм

рН 9,5

Песок $\leq 0,5\%$

Содержание кислота растворимой твердой фазы $< 3\%$

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 плашечного, а также универсального превентора. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 210 кгс/см² для кондуктора – марка стали Д с толщиной стенки 9,5 мм;

Управление превентивной 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, твердым покрытием, ограждением, контейнерами с крышками и вывоз на участок захоронения токсичных отходов для размещения специально оборудованных карт (котлованов), является природоохранным сооружением и предназначен для сбора и обеззараживания и захоронения отходов. 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 300м³.

По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся на участок захоронения токсичных отходов представляет собой территорию, предназначенную для размещения специально оборудованных карт (котлованов).

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 4.6.1.

Таблица 4.6.1 - Охрана недр в процессе разбуривания площади

Наименование отходов	Способы обращения	Методы утилизации
1	2	3
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 объема и предотвращения повторного использования.	Утилизировать на полигоне отходов
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

Продолжение таблицы 4.6.1

1	2	3
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

При освоении скважины пластовые флюиды подаются через отводы выкидной линии в металлические емкости накопления объемом 100 м³ для последующего вывоза и утилизации, газ сжигается на факеле.

Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-70. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 3 августа 2022 года № 29011.

Для проведения буровых работ скважин месторождении Восточный Караванчи земельный отвод на одну скважину составит 1,7 га. При монтаже и обустройстве буровой установки для освоения скважины, производственные оборудования и элементы обустройства жилья будут размещены относительно друг друга с учетом "розы ветров" согласно схеме размещения оборудования, на территории строительства скважины.

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

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

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

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

Опрессовка труб обсадной колонны будет производиться централизованно на базе подрядчика.

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

РАСЧЕТ

Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производство, сточных вод) согласно приказу Министра охраны окружающей среды РК от «3», мая 2012 года № 129-Ө. Данные для расчета объема образования отходов бурения проведено в таблице 4.6.2.

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважины.

Таблица 4.6.2 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины

Интервал, м	k	π	R _д ,м	R ² _д	V, м ³
1	2	3	4	5	6
0-50	1,30	3,14	0,19685	0,0387	7,9
50-400	1,30	3,14	0,14765	0,0218	30,8
400-1400	1,30	3,14	0,10795	0,0117	47,6
Итого объем по скважине м ³				86,29	

2. Объем отходов бурения на одну скважину

2.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} \times K_1 = 86,29 \times 1,2 = 103,54 \text{ м}^3 \text{ или } 181,203 \text{ тн}$$

где $K_1 = 1,2$ - коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы, , может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами.

2.2. Объем отработанного бурового раствора

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$$V_{\text{ОБР}} = 1,2 \times V_{\text{скв}} \times K_1 + 0,5 \times V_{\text{ц}},$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с [1], $K_2 = 1,052$);

$V_{\text{ц}}$ - объем циркуляционной системы буровой установки, м³. Объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с паспортными данными установки;

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

$$V_{\text{обр.п}} = 1,2 \times 1,052 \times 86,29 + 0,5 \times 180 = 198,93 \text{ м}^3 \text{ или } 250,65 \text{ тн}$$

2.3 Объем буровых сточных вод (БСВ) с учетом повторного использования

(при повторном использовании бурового раствора 2 заменяется на 0,25)

$$V_{\text{бсв}} = 0,25 \times V_{\text{обр.п}}$$

$$V_{\text{бсв}} = 0,25 \times 198,93 = 49,73 \text{ м}^3 \text{ или } 53,21 \text{ тн}$$

2.4 Суммарный объем отходов бурения

$$V_{\text{сум}} = V_{\text{бсв}} + V_{\text{обр.п}} + V_{\text{ш}}$$

$$V_{\text{сум}} = 103,54 + 198,93 + 49,73 = 352,20 \text{ м}^3$$

4.6.3 Контроль окружающей среды

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

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан»;
- Законом «О гражданской защите»
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан;
- 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 м³/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, исключаящий его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;
- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;
- использовать металлические емкости с общим объемом 100 м³ для сбора нефти в случаях выброса и при испытании.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

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

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

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

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

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

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

- 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.

4.6.4 Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела является Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года №219-1 «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:

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

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

3.8.3. В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных нормами радиационной безопасности работы с радиоактивными веществами «НРБ-99» СП 2.6.1.758-99, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

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

3.8.5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбэр/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями «НРБ-99» с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14мкР/час. Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при испытании и опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидем станцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании должны соответствовать НРБ-76/78 и ОСП-72/87.

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

4.6.5 Рекультивация земель

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

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

Таблица 4.6.3 – Виды рекультивационных работ

№№ п/п	№ расценок	Наименование работ или затрат	Коэффициент расценкам	Ед. изм.
1	2	3	4	5
		Техническая рекультивация		
1	403	Подкладка из досок под емкость объемом 25 м3 для тех. воды	1	куб.м
2	403	Подкладка из досок под емкость объемом 25 м3 для нефти и запасного бурового раствора	1	куб.м
3	403	Подкладка из досок под емкость объемом 10 м3 - доливная	1	куб.м
4	403	Подкладка из досок под емкость объемом до 5 м3 для дизельного и инструментального масел	1	куб.м
5	403	Подкладка из досок под емкость объемом до 2 м3 для отработанного масла	1	куб.м
6	403	Подкладка из досок под глиномешалку	1	куб.м
7	405	Бутобетонный фундамент под хоз.насосы, стойки нагнетательной линии	1	куб.м
8	4	Демонтаж лотков, гидроизоляция буровой площадки	1	куб.м
9	405	Разбивка монолитных фундаментов	1	куб.м
10	15	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами, грунт II перемещение на 30 см	1	куб.м
11	11	Засыпка амбаров, канав грунтом из обваловки или привозным грунтом	1	куб.м
12	1	Планировка площадки	1	1000м ²
13	4347	Транспортировка машин и механизмов	1	куб.м
14	4350	Транспортировка питьевой воды на 65 км	1	куб.м
15	4350	Транспортировка емкостей для питьевой воды, ГСМ в оба конца	1	куб.м
16	4347	Транспортировка вагончиков	1	куб.м
17	2750	Порожний пробег: а/шасси - 2 шт. трактора	1	куб.м
		Объемы и виды работ по охране атмосферного воздуха от загрязнения		
18	828	Установка емкостей объемом 3-5 м3 в качестве гидрозатвора для улавливания сажи и несгоревших нефтепродуктов	1	шт.
19	4347	Транспортировка оборудования	1	т
20	839	Обвязка гидрозатвора	1	шт.
21	4346	Транспортировка материалов, II группа	1	т

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

№№	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя		Примечание
			проектного	фактического	
1.	Глубина скважины	м	1150		
2.	Стоимость строительства скважины- всего	Восточный Караванчи	договорная		
	в том числе по этапам: - подготовительные работы к бурению	-« -	-« -		
	- бурение, крепление и прочие работы	- «-	-«-		
3.	Стоимость 1 м бурения	тенге	—«—		
4.	Продолжительность строительства скважины - всего: - подготовительные работы к бурению - строительные и монтажные работы - бурение и крепление - испытание объектов, в том числе: в открытом стволе в эксплуатационной колонне	сутки сутки сутки сутки	220 2 8 30 - 180		
5.	Глубина спуска обсадных колонн: -кондуктор - тех. колонна - эксплуатационная колонна d=Ø168,3мм	м м м	50 400 1150		
6.	Затраты времени на работы по проходке	сутки	23		
7.	Затраты времени на крепление	-«-	7		
8.	Расход долот по всем типоразмерам	шт.	13		

ГЛАВА 5. РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ. ПРИЛОЖЕНИЯ



23002295



ЛИЦЕНЗИЯ

25.01.2023 года

23002295

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
улица Әйтеке Би, дом № 43А
БИН: 991240001478

(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

Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов

(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

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

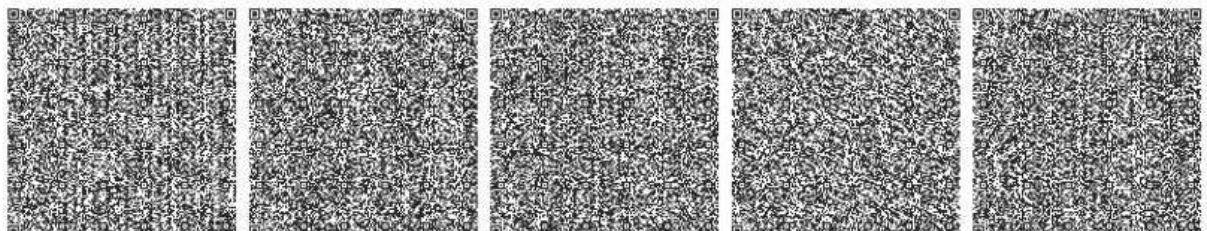
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 07.08.2013

Срок действия
лицензии

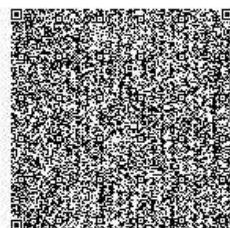
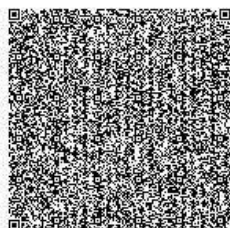
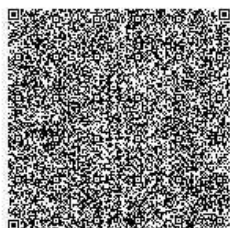
Место выдачи

г.Астана



Номер приложения 001
Срок действия
Дата выдачи приложения 25.01.2023
Место выдачи г. Астана

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



Приложение № 2

№ Лота	Наименование закупа ТРУ	Ед-на изм-я	Кол-во	Место оказания услуг	Срок оказания услуг	Обязательства по внутривострановой ценности в предлагаемых ТРУ, выраженные процентах (0%–100%)
1	Разработка Группового техничского проекта на бурение оценочных скважин с глубиной 1150м +/- 250м на месторождении Керуенши (Восточный Караванчи) в Карагандинской (ныне Улытауской) области Республики Казахстан	Технический Проект	1	Республика Казахстан, г.Кызылорда	50 календарных дней с даты подписания Акта приема-передачи полного списка запрошенных данных	100%

Объем работ / Функциональные, технические, качественные и эксплуатационные характеристики закупаемых ТРУ

АО «Нефтяная компания «КОР» (далее «Заказчик»)
Отдел разработки и геологии (далее ОРГ)

1. Основание для проектирования

- 1.1. Контракт на разведку и добычу углеводородов №5105-УВС от 13 сентября 2022 года на разведку и добычу месторождения Восточный Караванчи (Керуенши) в Карагандинской (ныне Улытауской) области Республики Казахстан.
- 1.2. Оперативный Подсчет запасов нефти месторождения Керуенши (Восточный Караванчи) по состоянию изученности на 02.01.2023г с Протоколом ПКЗ РК № 2561-23-П от 18.05.2023г
- 1.3. Проект пробной эксплуатации месторождения Керуенши (Восточный Караванчи) по состоянию на 01.01.2025г с Протоколом ЦКРР РК № 65/3 от 21.08.2025г;

2. Основные исходные данные

- 2.1. Государство - Республика Казахстан;
- 2.2. Область – Улытауская (ранее Карагандинская);
- 2.3. Месторождение – Керуенши, а именно его восточная часть, расположенная на контрактном участке АО «НК «КОР», где западная часть принадлежит иному недропользователю;
- 2.4. Оперативный Подсчет запасов нефти месторождения Керуенши (Восточный Караванчи) по состоянию изученности на 02.01.2023г;
- 2.5. Проект пробной эксплуатации месторождения Керуенши (Восточный Караванчи) по состоянию на 01.01.2025г;
- 2.6. Проект разведочных работ на участке недр месторождения Керуенши (Восточный Караванчи), согласно контракта №5105-УВС от 13.09.2022г, автор ТОО «Мунайгазгеолсервис» 2022г;
- 2.7. Групповой техничский проект на строительство разведочных скважин на месторождении Восточный Караванчи Улытауской области, Республики Казахстан, автор ТОО «НИПГ OIL GAS» 2022г;
- 2.8. Осредненная конструкция по ранее пробуренным скважинам:
 - 2.8.1. кондуктор - 50м;
 - 2.8.2. техничская колонна – 400м;
 - 2.8.3. эксплуатационная колонна – 1100м (+/- 250м);
 - 2.8.4. альититуда поверхности земли от 90м до 110м;
 - 2.8.5. альититуда поверхности до стола ротора от 97м до 116м;
- 2.9. Сводный литолого-стратиграфический разрез по ранее пробуренным скважинам и новым проектным оценочным скважинам №№ ОЦ-1(ВК-6) и ОЦ-2(ВК-7)

Вертик. глубина от пов. земли, м		Стратиграфическое подразделение		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
от	до	название	индекс	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6	7
0	100	Палеоген - четвертичные	Q+P	Суглинки	50	Светло-серые, слабо уплотненные
				Супеси	50	

1	2	3	4	5	6	7
100	350	Верхний мел турон-сенон	K2t-яп	Глины	80	Темно-серые
				Пески	20	Серые, марн-глинистые, водонасыщенные
350	480	Нижний-верхний мел, верхний альб-сеноман	K1-2 ал3-с	Глины	60	Зеленовато-серые, карбонатные
				Пески	30	Серые, слабоуплотненные до песчанников
				Известняки	10	Серые, глинистые
480	700	Нижний мел, ант-средний альб	K1 a-ал2	Алевриты	60	Пестроцветные, глинистые
				Глины	35	Пестроцветные, алевритистые
				Пески	5	Серые, слабоцементированные до песчанников
700	850	Нижний мел, верхний неокм	K1nc2	Песчанники	75	Серые, слабоцементированные с включениями гальки
				Глины	20	Темно-серые, алевритистые с прослойками угля
				Гравелиты	5	Серые, слабоуплотненные, песчанистые
				Пески	50	Коричневые, кварцевые, алевритистые
850	900	Нижний мел, нижний неокм	K1nc1	Алевриты	25	Коричневые с зеленоватым оттенком, карбонатные
				Глины	25	Красноцветные, карбонатные, алевритистые
900	980-1000	Нижний мел, нижний неокм арыкумский горизонт	K1nc1ar	Гнейсы	50	Коричневые, кварцевые, алевритистые
				Сланцы	25	Коричневые с зеленоватым оттенком, карбонатные
980-1000	1030-1050	Полосой перний продуктивный пласт, протерозой	PZ-I	Трещиноватые гнейсы, сланцы	100	Зеленовато-серые, кварцево-сплюснутые трещиноватые гнейсы, сланцы и карбонаты.
1080-1100	1130-1150	Полосой нижний продуктивный пласт, протерозой	PZ-II			

2.10. Физико-механические свойства горных пород по разрезу ранее пробуренных скважин и новым проектным оценочным скважинам №№ ОЦ-1(ВК-6) и ОЦ-2(ВК-7)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Слабость, породы	Твердость, кгс/мм ²	Раскалываемость, породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²	Гидратационное разуплотнение (разбухание) породы
	От (вверх)	До (вниз)															
P	0	100	Суглинки	1,72	30	1-1,5	5,0	25-100	0,0	0,0	10		1	мягкая	0,28	200	0,00
			Супеси	1,72					0,0	0,0	10		1	мягкая	0,28	200	0,00
K2 t2-яп	100	350	Глины	1,95	20	0,01	80-90	10-15	0,5	3	10-40	1	3	мягко-средняя	0,5	200	0,75
			Пески	1,72	26		10-15	3-5	0,0	1		2	6		0,27	500	0,16
K1-2 ал3-с	350	480	Глины	1,98	15-25	0,01	80-90	10-15	0,5	3,5	10-48	1	4		0,5	200	0,75
			Пески	1,75	30-35		10-15	3-5	0,0	1,5		2	6,5	мягко-средняя	0,27	500	0,16
			Известняки	2,45	12,2	0,018	0,0	70	0,0	2,5		2	2,5		0,25	1200	0,16
K1 a-ал2	480	700	Алевриты	1,85	15-20	1-3	20-30	5-8	0,0	1,5	10-40	2	6		0,3	400	0,21
			Глины	2,01	15-25	0,01	80-90	10-15	0,5	3,5		1	4	мягко-средняя	0,5	200	0,75
			Пески	1,79	30-35			3-5	0,0	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
K1 nc2	700	850	Песчанники	1,84	30		24	6,0	0,0	1,5	10-40	2	6,5	мягко-средняя	0,27	500	0,16
			Глины	2,05	20	0,0	60	29,4		3,5		1	1,5		0,5	200	0,75
			Гравелиты	1,84						1,5		2	6		0,3	400	0,21
K1 nc1 + K1 nc1 ar	850	980-1000	Пески	1,92	30-35			10,4	0,0	1,5	30-127	2	6,5	средне-твердые	0,27	500	0,16
			Алевриты	2,0	15-20		20-30	5-10	1,0	1,5		2	6		0,3	400	0,21
			Глины	2,12	20	0,0		5-6	0,0	3,5		1	3		0,5	200	0,75
PZ	980-1000	1130-1150	Трещиноватые гнейсы	1,98	0,1	3,1	15	2,0	0,0	1,5	30-127	2	6,5	твердые	0,3	400	0,24
			Сланцы	2,07	1	0,002	5-30	5-10	0,0	1,5		2	6		0,27	500	0,16
			Карбонаты	2,16	7,8	0,231				3,5		1	3		0,5	200	0,75

2.11. Нефтегазодоноспособность по разрезу ранее пробуренных скважин и новым проектным оценочным скважинам №№ ОЦ-1(ВК-6) и ОЦ-2(ВК-7)

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, нефти г/см ³		Подожность, Дарси на сПа	Вязкость пластовой нефти, сП	Содер- жание парафина, % по песу	коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/атм	Дебит, м ³ /сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации						газовый фактор, м ³ /т	содержание H ₂ S, %	содержание CO ₂ , %	относи- тельная по воздуху плот- ность газа	коэф- фици- ент сжима- емости	давле- ние насы- щения в плас- товых условиях, атм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
PZ	980- 1000	1130- 1150	Трещино- ватый поровый	0,820	0,836	0,07	8-15	10	1,14- 1,33	до 30	0,09-0,17	0,0	0,5	0,92-1,19	0,67	1,5

2.12. Давление и температура по разрезу ранее пробуренных скважин и новым проектным оценочным скважинам №№ ОЦ-1(ВК-6) и ОЦ-2(ВК-7)

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в точке интервала	
	от (верх)	до (низ)	Пластового			Порового			Гидрокарбонатного			Горючего			Градуc	Исходные получения
			кгс/см ² на м	Исходные получения	кгс/см ² на м	Исходные получения	кгс/см ² на м	Исходные получения	кгс/см ² на м	Исходные получения						
от (верх)	до (низ)	Исходные получения	от (верх)	до (низ)	Исходные получения	от (верх)	до (низ)	Исходные получения	от (верх)	до (низ)	Исходные получения					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
P	0	100	1,0	1,0	РФС	1,0	1,0	РФС	1,85	1,85	РФС	РФС	2,3	РФС		РФС
K ₁ b-ш	100	350	1,0	1,0	РФС	1,0	1,0	РФС	1,85	1,85	РФС	РФС	2,3	РФС	25	РФС
K ₁ d-ш-с	350	480	1,0	1,0	РФС	1,0	1,0	РФС	1,85	1,85	РФС	РФС	2,3	РФС	29	РФС
K ₁ e-ш	480	700	1,0	1,0	РФС	1,0	1,0	РФС	1,85	1,85	РФС	РФС	2,3	РФС	34	РФС
K ₁ ш	700	850	1,02	1,02	РФС	1,02	1,02	РФС	1,85	1,85	РФС	РФС	2,3	РФС	40	РФС
K ₁ ш _с	850	980-1000	1,02	1,02	РФС	1,02	1,02	РФС	1,85	1,85	РФС	РФС	2,3	РФС	44,5	РФС
PZ	980-1000	1130-1150	1,02	1,02	РФС	1,02	1,02	РФС	1,85	1,85	РФС	РФС	2,3	РФС	54,5	РФС

*РФС - расчет по фактическим параметрам в скважинах

2.13. Водоноспособность

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут.	Химический состав воды мг в эквивалентной форме						Степень минерализации мг/мл	Тип воды по Сулину СФН- сульфатно-натриевый, ХЛМ-хлоридный, Омский в источнику полезного использования (да, нет)			
	от (верх)	до (низ)				анионы			катионы							
						Cl	SO ₄	HCO ₃	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
P	0	100	водоносная линия поровый	1,0	>10								1020	СФН	нет	
K ₁ b-ш	100	350	поровый	1,0	>100	408	370	244	483	12	40	1581	СФН	нет		
K ₁ d-ш-с	350	480	поровый	1,0	100	562	594	146	581	28	60	1972	"	нет		
K ₁ e-ш	480	700	поровый	1,02	0	905	690	183	696	96	100	2863	ХЛМ	нет		
K ₁ ш	700	850	поровый	1,02	100	35847	17	85	18667	600	3000	58217	"	нет		
K ₁ ш _с	850	980-1000	поровый	1,04	30	60350	186	297	26888	2067	7543	93130	"	нет		
PZ	980- 1000	1130-1150	Трещино- ватый-поровый	1,04	10	105259	156	290	85613	400	1600	60906	ХЛМ	нет		

3. Требования по разработке Проекта

- 3.1. «Групповой технический проект на бурение оценочных скважин глубиной 1150м +/- 250м на месторождении Керуенши (Восточный Караванчи) в Карагандинской (ныне Улытауской) области Республики Казахстан» (далее – Проект) должен быть разработан в соответствии с:
- 3.1.1.1. Кодексом РК «О недрах и недропользовании» являющийся основным законом, регулирующий разведку и добычу полезных ископаемых, включая нефть и газ;
 - 3.1.1.2. Экологическими требованиями РК согласно закону «Об охране окружающей среды» определяющего требования к экологической безопасности при бурении;
 - 3.1.1.3. Приказ Министра энергетики РК от 27 декабря 2024 г. № 494 «Об утверждении профессиональных стандартов в нефтегазовой сфере» содержащий стандарты для буровых бригад, вышкомонтажных работ, геолого-геофизических исследований;
 - 3.1.1.4. Приказ Министра энергетики РК от 18 ноября 2025 г. № 437-н/к содержащий изменения в профессиональные стандарты буровой бригады, геолого-геофизических работ и исследований скважин;
 - 3.1.1.5. Государственные строительные нормы и правила (СНИП, СП) регламентирующие проектирование инженерно-геологических и геодезических изысканий, требования к бурению скважин при инженерных исследованиях, учет

сейсмических условий и геологических факторов включая требования к безопасности №№: СНиП РК 1.02-18-2004 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения», СП РК 1.02-102-2014 «Инженерно-геологические изыскания для строительства», СП РК 1.02-103-2013 «Изыскания грунтовых строительных материалов. Общие правила выполнения работ», СП РК 1.02-104-2013 «Изыскания грунтовых строительных материалов. Общие правила выполнения работ», СП РК 1.02-105-2014 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения», СП РК 1.03-05-2011 «Безопасность труда в строительстве. Общие требования», СП РК 1.03-106-2012 «Строительство скважин. Общие требования», СП РК 1.03-107-2012 «Строительство скважин. Требования безопасности»;

- 3.1.1.6. Правилами рационального и комплексного использования недр;
- 3.1.1.7. Правилами промышленной безопасности;
- 3.1.1.8. Действующими СНиП, ГОСТ, ОСТ и отраслевыми нормативами;
- 3.2. Проект должен содержать полный комплекс технических, технологических и экологических решений, включая, но не ограничиваясь:
 - 3.2.1. Введение**
 - 3.2.1.1. Номера скважин – ОЦ-1 (БК-6) и ОЦ-2 (БК-7);
 - 3.2.1.2. Вид скважин: Вертикальные;
 - 3.2.1.3. Категория скважин – вторая (2а);
 - 3.2.1.4. Назначение скважин: оценка границ распространения залежей нефти и газа с переводом предварительно оцененных запасов по категории С2 в промышленную/доказанную категорию С1 в радиусе дренирования проектных оценочных скважин;
 - 3.2.1.5. Проектная глубина группы скважин по вертикали (м): 1150м (+/- 250м);
 - 3.2.1.6. Проектный горизонт – РЗ-II;
 - 3.2.1.7. Проектный год ввода в бурение – 2026г;
 - 3.2.1.8. Во вскрываемых разрезах наличие сероводорода и аномально высокое давление отсутствует;
 - 3.2.2. Геологическая часть**
 - 3.2.2.1. геолого-тектоническая характеристика района бурения;
 - 3.2.2.2. прогноз геологического разреза скважин приведен в п.2 по аналогии с ранее пробуренными скважинами и пп.3.2.1 п.3 настоящего Приложения;
 - 3.2.2.3. ожидаемые коллекторские свойства пород по аналогии с ранее вскрытыми разрез скважинами и приведены в п.2 настоящего Приложения;
 - 3.2.2.4. прогноз флюидонасыщенности и нефтегазонасыщенности по аналогии с ранее вскрытыми разрез скважинами и приведены в п.2 настоящего Приложения;
 - 3.2.2.5. ожидаемые пластовые давления и температуры по аналогии с ранее вскрытыми разрез скважинами и приведен в п.2 настоящего Приложения;
 - 3.2.2.6. анализ геологических и технологических рисков в процессе бурения.
 - 3.2.3. Конструкция скважин**
 - 3.2.3.1. проектная конструкция скважин с учетом требований п.2 и пп.3.2.1 п.3 настоящего приложения остается одинаковой с конструкциями ранее пробуренных скважин, за исключением параметров эксплуатационной колонны – новая глубина до 1150м (+/- 250м), а ее толщина 8,9мм с учетом агрессивности меловых вод;
 - 3.2.3.2. описание типов и марок, классов прочности труб;
 - 3.2.3.3. программа цементирования;
 - 3.2.3.4. мероприятия по изоляции водоносных горизонтов.
 - 3.2.4. Технология бурения**
 - 3.2.4.1. способы бурения;
 - 3.2.4.2. режимы бурения;
 - 3.2.4.3. типы и параметры буровых растворов;
 - 3.2.4.4. контроль плотности и реологических свойств;
 - 3.2.4.5. меры по предупреждению ГНВП и поглощений, обвалов;
 - 3.2.4.6. программа контроля скважины;
 - 3.2.4.7. геолого-технический наряд.
 - 3.2.5. Противофонтанная безопасность**
 - 3.2.5.1. расчёт пластовых давлений;
 - 3.2.5.2. обоснование противовыбросового оборудования;
 - 3.2.5.3. схема ПВО;
 - 3.2.5.4. порядок действий персонала при ГНВП;
 - 3.2.5.5. аварийно-спасательные мероприятия.
 - 3.2.6. Испытание и освоение**
 - 3.2.6.1. программа испытания пластов по вариантам;
 - 3.2.6.2. методы вызова притока по вариантам;
 - 3.2.6.3. критерии оценки промышленной нефтегазонасыщенности по вариантам;
 - 3.2.6.4. требования к оборудованию и безопасности по вариантам.
 - 3.2.7. Промышленная безопасность и охрана труда**
 - 3.2.7.1. анализ опасных и вредных факторов;
 - 3.2.7.2. мероприятия по предупреждению аварий и снижению рисков;
 - 3.2.7.3. противофонтанные мероприятия;
 - 3.2.7.4. требования к ПБ и ОТ при бурении.
 - 3.2.8. Экологическая часть**
 - 3.2.8.1. оценка воздействия на окружающую среду;

Приложение №2, страница 5 из 7

- 3.2.8.2. обращение с отходами бурения;
- 3.2.8.3. защита недр и водоносных горизонтов;
- 3.2.8.4. мероприятия по предотвращению загрязнений;
- 3.2.8.5. рекультивация земель.
- 3.2.9. Графическая часть**
- 3.2.9.1. геолого-технический наряд по вариантам;
- 3.2.9.2. средне-нормальный геолого-геофизический разрез по месторождению;
- 3.2.9.3. структурные карты с ориентировочными точками вскрытия отражающих сейсмических горизонтов с абсолютной отметкой вскрытия в знаменателе названия/номера скважины;
- 3.2.9.4. геологический разрез по группе оценочных скважин.

4. Требования к выполнению Проекта

- 4.1. Сроки выполнения работ на разработку Проекта устанавливается договором и составляет **50** календарных дней с даты подписания Акта приема-передачи полного списка запрошенных данных согласно Перечня необходимых данных для проектирования Проекта от Исполнителя.
- 4.2. Порядок согласования и приемки работ по Проекту:
 - 4.2.1.1. Текстовая часть Проекта предоставляется на рассмотрение Заказчику в формате word и pdf при строгом сопровождении с презентацией основных аспектов в формате pptx на всех этапах рассмотрения;
 - 4.2.1.2. Графическая часть предоставляется в форматах edr и pdf;
 - 4.2.1.3. Доработка Проекта по замечаниям гос.органов и Заказчика за счет Исполнителя;
 - 4.2.1.4. Положительное заключение от департамента чрезвычайных ситуаций.
- 4.3. Проект считается выполненным после получения всех согласований и экспертиз в гос.органах в соответствии с законодательством РК и утверждения Заказчиком, переплетенного в твердый переплет Проект в 3-х экземплярах текста с папкой графических приложений и электронной версией на СД прикрепленного в кармашке к обложке текста.

5. Требования к привлекаемому персоналу и программного обеспечения Исполнителя

- 5.1. Во исполнение целей и задач по разработке Проекта у Исполнителя должны быть в наличии штат:
 - 5.1.1.1. не менее 2 специалистов в области бурения нефтяных и газовых скважин;
 - 5.1.1.2. не менее 1 специалиста в области разработки нефтяных и газовых месторождений;
 - 5.1.1.3. не менее 1 специалистов в области геологии нефти и газа;
 - 5.1.1.4. не менее 1 специалистов в области экологии.
- 5.2. Наличие специального лицензионного программного обеспечения, в том числе:
 - 5.2.1.1. для расчета проектирования профилей скважин с наклонно-горизонтальными окончаниями, расчет столкновения скважин, расчет обсадных и буровых колонн, а также по креплению скважин, разработке гидравлической программы промывки скважины, расчет фундамента под буровую установку согласно геологической модели месторождения.
 - 5.2.1.2. для расчета выбросов загрязняющих веществ иметь нормативную базу, утвержденную министерством экологии, геологии и природных ресурсов РК, для расчета приземных концентраций – унифицированную программу, утвержденную в РК.

6. Обязанности Исполнителя

- 6.1. Исполнитель несет ответственность за:
 - 6.1.1.1. техническую обоснованность проектных решений;
 - 6.1.1.2. соответствие нормативным требованиям;
 - 6.1.1.3. полноту и достоверность расчетов.

7. Перечень обязательных документов, предоставляемых к Ценовому предложению

- 7.1. Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов с подвидами:
 - 7.1.1.1. Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов;
 - 7.1.1.2. Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов;
 - 7.1.1.3. Составление проектных документов для месторождений углеводородов.
- 7.2. Лицензии на проектную деятельность с подвидами:
 - 7.2.1.1. Технологическое проектирование объектов производственного назначения;
 - 7.2.1.2. Лицензии на изыскательскую деятельность с подвидами;
 - 7.2.1.3. Инженерно-геологические и инженерно-гидрогеологические работы;
 - 7.2.1.4. Инженерно-геодезические работы.
- 7.3. Аттестат на право проведения работ в области промышленной безопасности.
- 7.4. Лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды с подвидами деятельности:
 - 7.4.1.1. Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности;
 - 7.4.1.2. Проектирование и эксплуатация горных производств, нефтехимических производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктов в сфере углеводородов;
 - 7.4.1.3. Проектная деятельность;
 - 7.4.1.4. Изыскательская деятельность;
 - 7.4.1.5. Работа в области промышленной безопасности.

Приложение №2, страница 6 из 7

- 7.4.1.6. Проектирование и нормирование в области охраны окружающей среды.
- 7.5. При наличии Системы менеджмента качества, экологического менеджмента, менеджмента профессиональной безопасности и здоровья, предоставить соответствующие сертификаты.
- 7.6. Дипломы, сертификаты, квалификационные свидетельства, удостоверения, трудовая книжка, номер трудового договора и т.п. основного штатного персонала для подтверждения требований к привлекаемому персоналу согласно пункта 5.1. настоящего приложения,
- 7.7. Лицензии и/или договора на специальное лицензионное программное обеспечение для расчета:
- 7.1.1.1. проектирования профилей скважин с наклонно-горизонтальными окончаниями,
 - 7.1.1.2. столкновения скважин,
 - 7.1.1.3. обсадных и буровых колонн,
 - 7.1.1.4. крепления скважин,
 - 7.1.1.5. программы гидравлической промывки скважины,
 - 7.1.1.6. прочности и глубины среза грунта под фундамент для буровой установки.
- 7.8. Документ/Сертификат подтверждающий наличие нормативной базы для расчета выбросов загрязняющих веществ и приемных концентраций - утвержденную министерством РК.

8. Стоимости / Таблица цен для ценообразования

№	Описание услуги / работы	Ед. изм.	Кол-во	Цена, тенге с НДС	Общая стоимость, тенге с НДС
1	Разработка проекта «Групповой технический проект на бурение оценочных скважин глубиной 1150м +/- 250м на месторождении Керуенш (Восточный Караванчи) в Карагандинской (ныне Улытауской) области Республики Казахстан»	Проект	1		
Итого, тенге, с НДС					

Протокол №1/2026
совместного научно-технического совещания
ТОО «КазНИИГРИ» и АО «Нефтяная компания «КОР»

г. Атырау
 Присутствовали:

09.06.2026г.

От АО «Нефтяная компания «КОР»

Ходжаназаров У.З.	- Начальник отдела разработки и геологии
Муханов М.Т.	- Ведущий инженер по моделированию и проектам отдела разработки и геологии
Аббасов А.	- инженер по разработке пластов
Сағытбай А.М.	- Начальник отдела бурения и капитального ремонта скважин
Бекжанов К.Ж.	- инженер отдела бурения и капитального ремонта скважин
Кокижанова Г.К.	- инженер отдела бурения и капитального ремонта скважин

От ТОО «КазНИИГРИ»

Туленбаева Б.Р., - Зам.директора по проектно-функциональному обеспечению;
 Исдамов Х.М., - Руководитель отдела ПБиВР, доктор PhD, отв. исполнитель;
 Толтегенова К.Т., - Инженер отдела ПБиВР, отв. исполнитель.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение договорной работы «Групповой технический проект на бурение оценочных скважин с глубиной 1150(±250м) на месторождения Керуенші (Восточный Караванчи) в Улытауской обл. Республики Казахстан» Договор (№ К/26-99 от 17.03.2026г.)

Слушали:

По повестке дня выступил Ответственный исполнитель НИР, Инженер отдела ПБиВР ТОО «КазНИИГРИ» Толтегенова К.Т. о результатах выполнения НИР.

Рассматриваемый «Групповой технический проект на бурение оценочных скважин с глубиной 1150(±250м) на месторождении Керуенші (Восточный Караванчи) в Улытауской обл. Республики Казахстан» Договор (№ К/26-99 от 17.03.2026г.) разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ». Выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважины на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

Приведены все расчеты, с использованием программного обеспечения «Проектирование бурения» компании «Бурефтпроект», с учетом отечественного и мирового опыта строительства скважин. Приведены мероприятия по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и недр.

Бурение скважин будет осуществляться буровыми установками ZJ-30, ZJ-40 или аналогичные буровые установки по грузоподъемности не менее 125 тонн.

Проектный горизонт – Палеозой нижний (Рз-II), проектная глубина – по вертикали 1150м (±250м). Продолжительность цикла бурения скважины 220 суток, с учетом строительно-монтажных работ - 8 суток, подготовительные работы к бурению - 2 суток, бурение и крепление – 30 суток, освоение в эксплуатационной колонне – 180 суток. Вид скважины: вертикальная. Способ бурения – роторный.

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

В соответствии с групповым техническим проектом бурения оценочных скважин проектной глубиной 1150 (± 250) метров на месторождении Керуенши (Восточный Караванчи), предусмотрена следующая конструкция скважины:

- Кондуктор – $\varnothing 323,9\text{мм}$ – 50м
- Техническая колонна – $\varnothing 244,5\text{мм}$ – 400м
- Эксплуатационная колонна – $\varnothing 168,3\text{мм}$ – 1150м (± 250 м).

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин.

С учётом вышесказанного, бурение оценочных скважин проектной глубиной 1150 (± 250) метров на месторождении Керуенши (Восточный Караванчи), предлагается осуществлять следующим образом:

- 0 – 50 м – глинистым раствором плотностью 1,11-1,16 г/см³;
- 50 – 400м – ингибированным полимеркашлевым раствором плотностью 1,12-1,18 г/см³;
- 400 – 1150м (± 250 м) – ингибированным полимеркашлевым раствором плотностью 1,10-1,16 г/см³;

Предложенная программа бурения соответствует требованиям нормативных документов и действующим правилам Республики Казахстан.

После обсуждения и обмена мнениями совместное ГТС ПОСТАНОВИЛО:

1. Принять «Групповой технический проект на бурение оценочных скважин с глубиной 1150(± 250)м на месторождении Керуенши (Восточный Караванчи) в Улытауской обл. Республики Казахстан» Договор (№ К/26-99 от 17.03.2026г.)
2. Направить проект на дальнейшее рассмотрение в государственные контролирующие органы.

От АО «Нефтяная компания «КОР»:

Ходжаназаров У.З.
Муханов М.Т.
Аббасов А.
Сағынбай А.М.
Бекжанов К.Ж.
Кокижанова Г.К.

От ТОО «КазНИГРИ»:

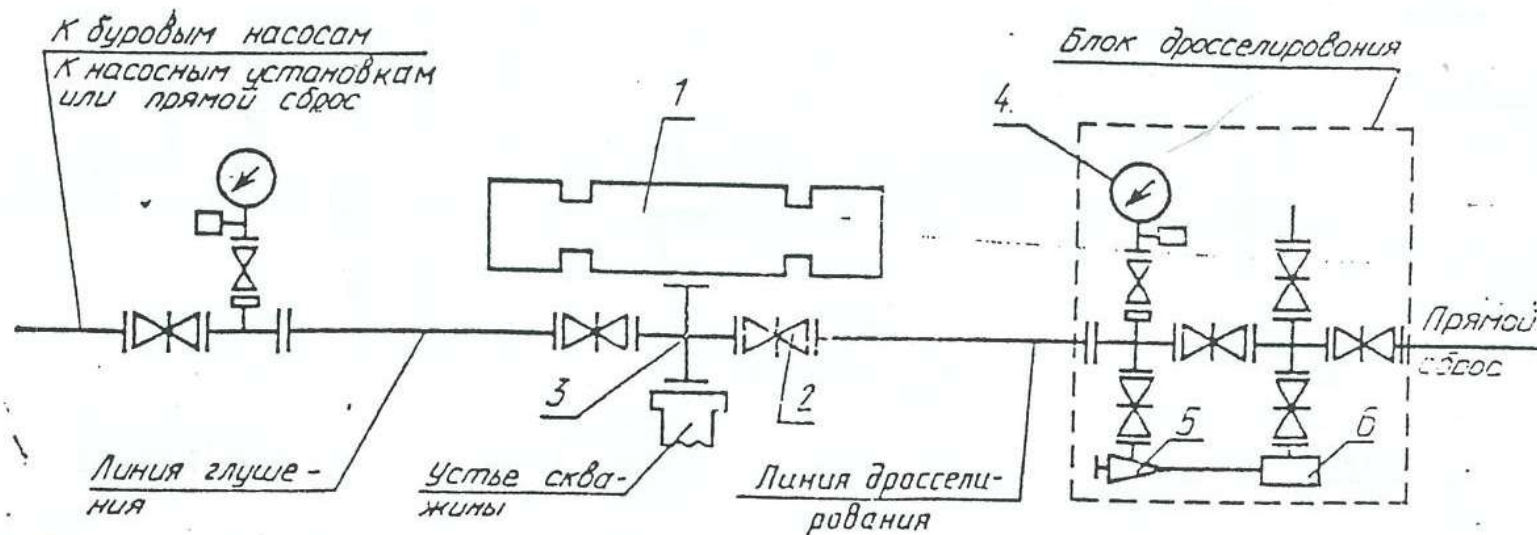
4. Туленбасва Б.Р.

5. Исламов Х.М.

6. Толегенова К.Т.

ОБВЯЗКИ УСТЬЯ СКВАЖИН ПРОТИВО- ВЫБРОСОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ (ГОСТ 13862 - 90)

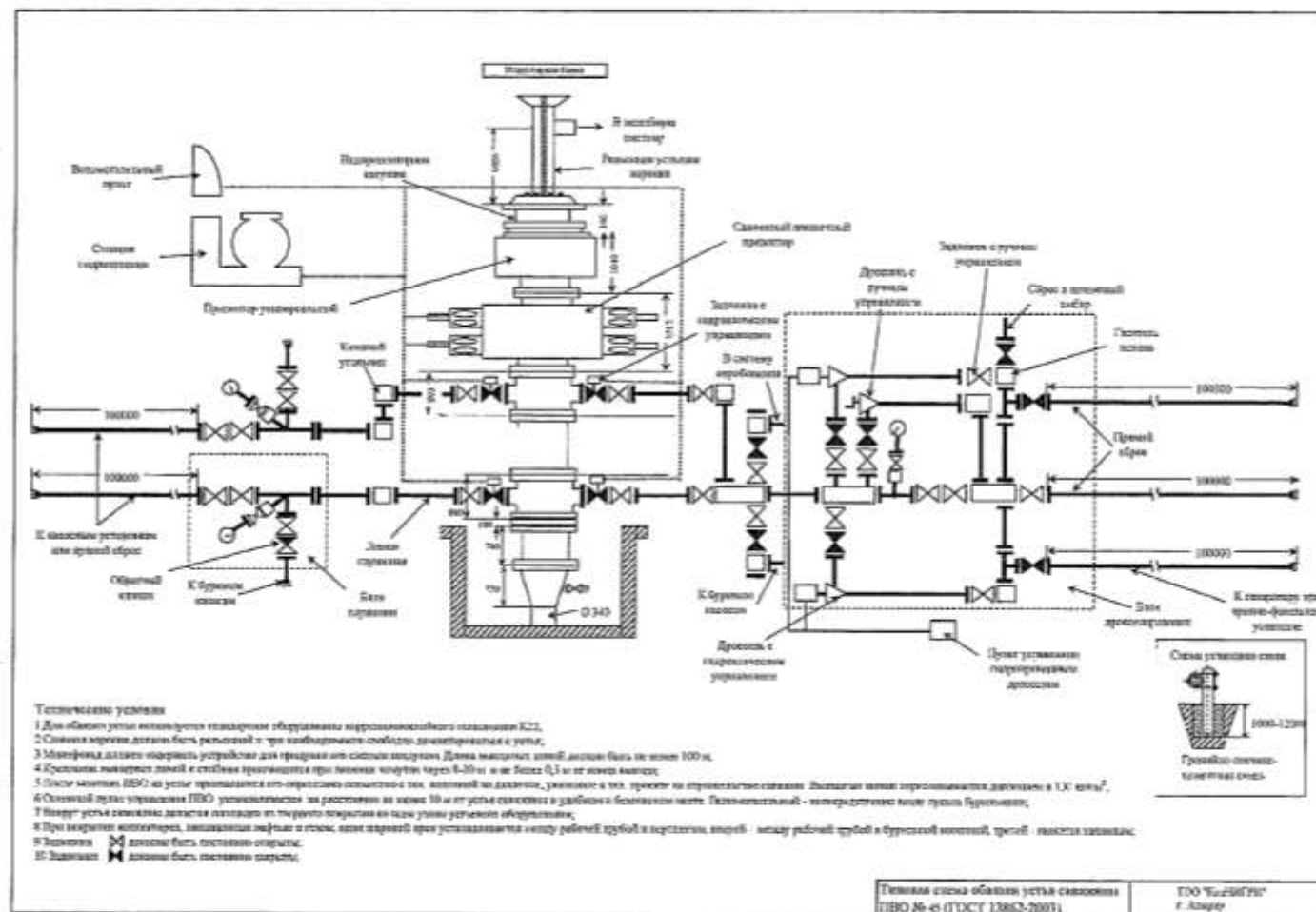
Схема 1

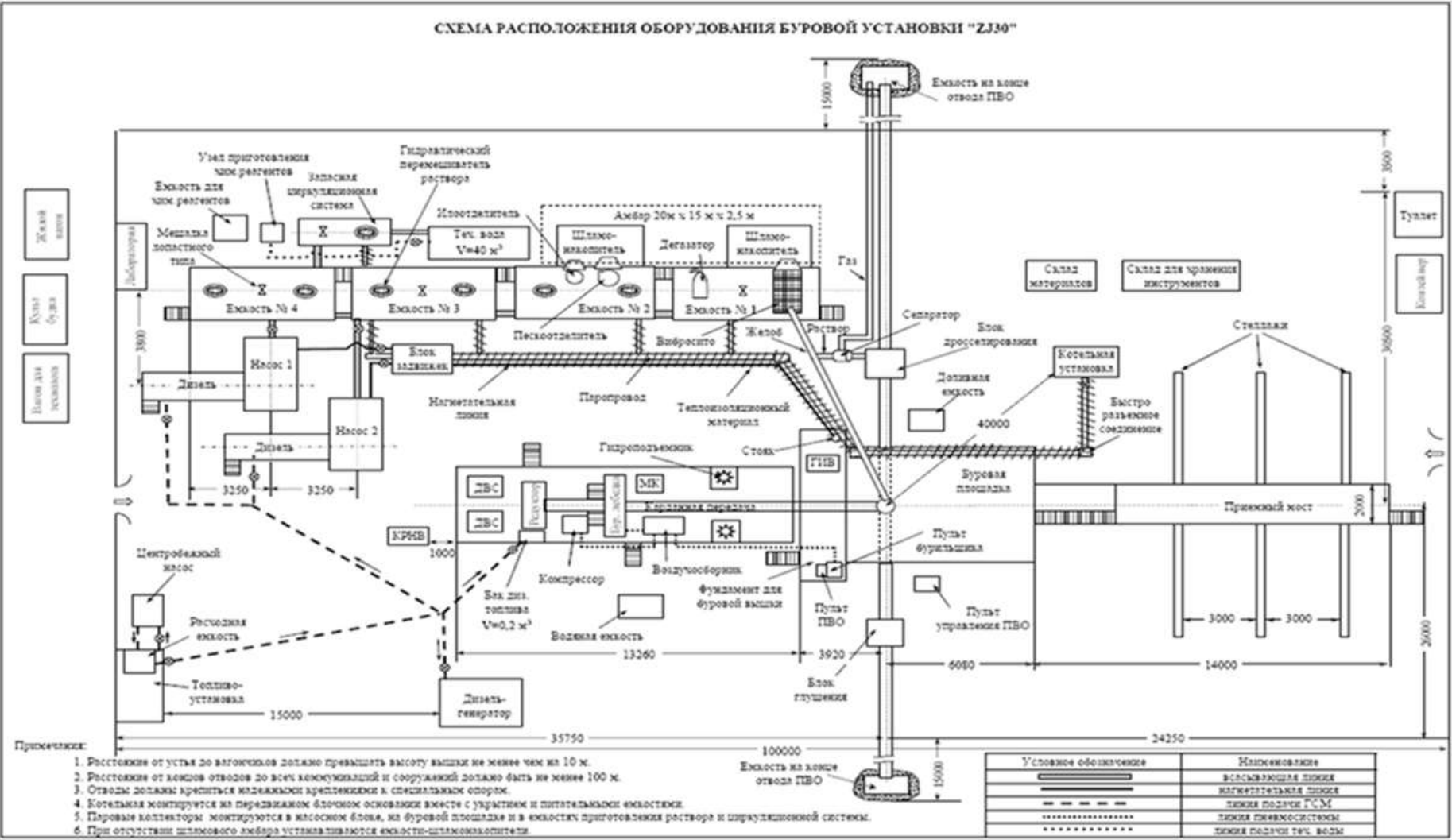


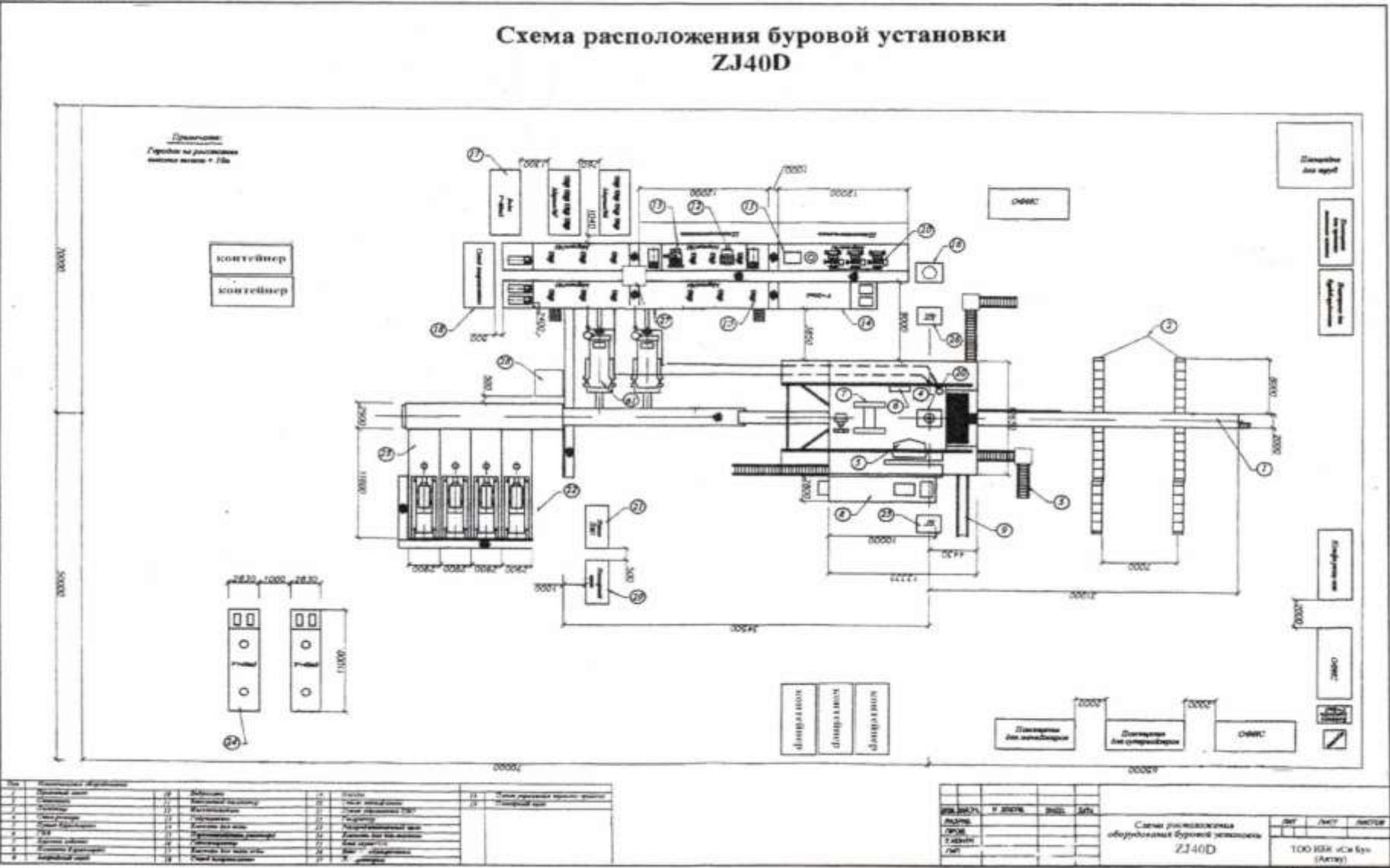
1 — плащечный превентор; 2 — задвижка с ручным управлением; 3 — устьевая крестовина; 4 — манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 — регулируемый дроссель с ручным управлением; 6 — гаситель потока

Черт. 1

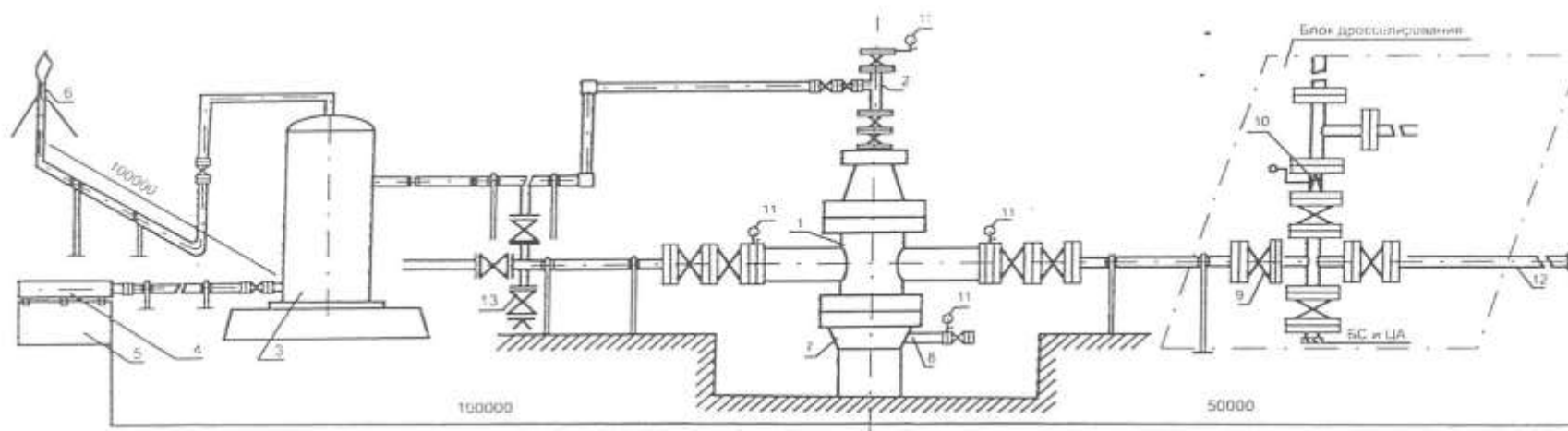
Примечание. Типовые схемы 1—10 не определяют расположение блоков, их составных частей и магистральных линий в пространстве.



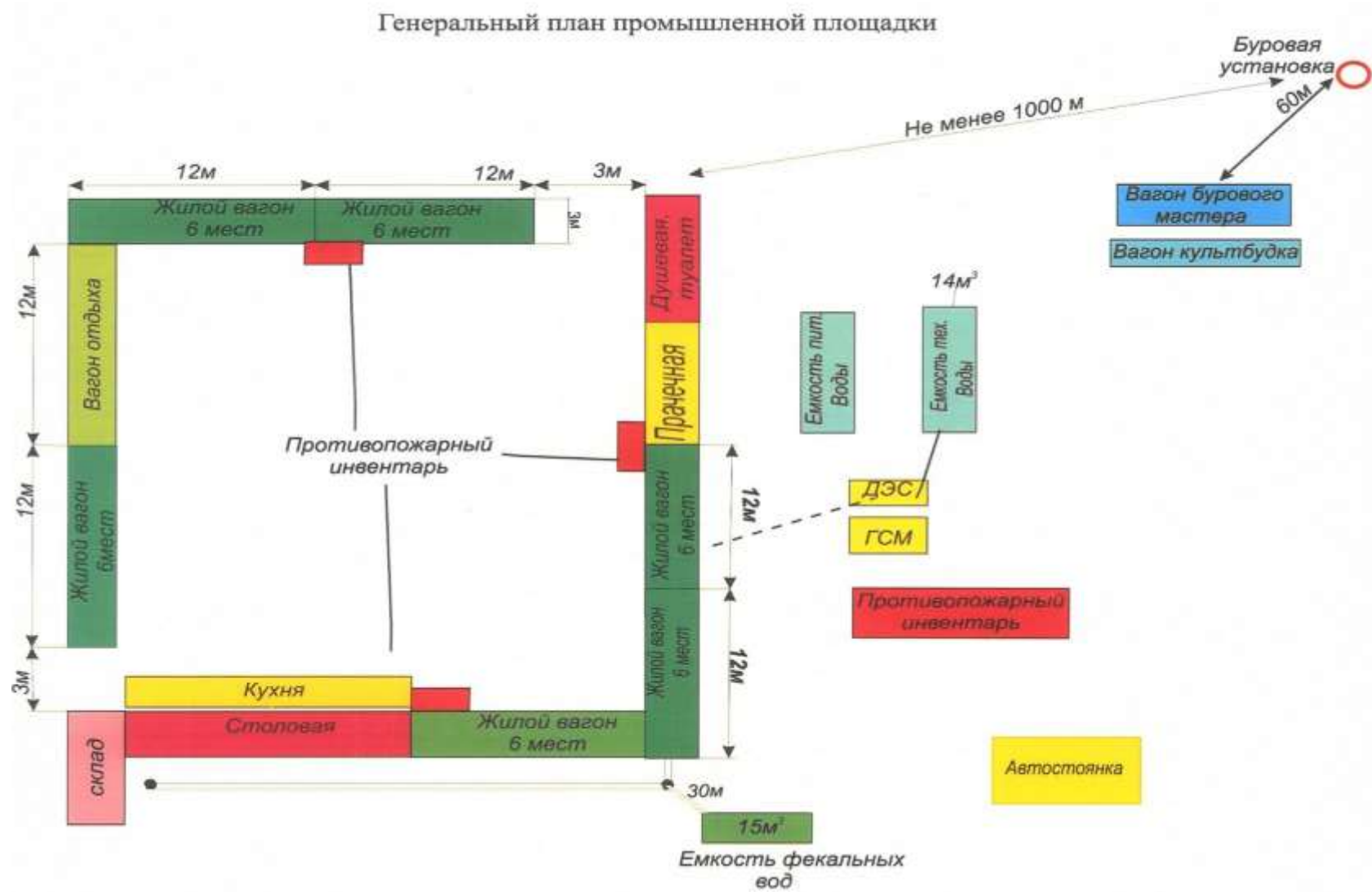




Типовая схема обвязки устья скважины при испытании



13	Блок глушения	3	4	Искрогаситель	
12	Линия глушения		3	Сепаратор	
11	Манометр высокого давления	4	2	Фонтанная арматура	
10	Регулируемый дроссель (штуцер колодка)	1	1	Крестовина	
9	Механическая задвижка				Наименование
8	Отвод межколонный	1		Разряд	Типовая схема №4
7	Колонная головка			Назначение	Обязок устьев скважины
6	Фабричные детали	1			



ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Организация: АО "НК "КОР"
Площадь: Восточный Караганчи
Скважина: ОИ-1 (ВК-6), ОИ-2 (ВК-7)
Цель бурения: уточнение границ залежей
 и перевод запасов C_2 в C_1 в радиусе дренирования
Назначение скважины – оценочные
Проектный горизонт – Рз-II
Вид скважины: Вертикальная
Проектная глубина: 1150 м (=250м)

Способ бурения: Роторный (ВЗД)
 Продолжительность цикла стр.скважины - 220 сут.
 в том числе: строительно-монтажные работы - 8 сут.
 подготовительные работы к бурению - 2 сут.
 бурение и крепление - 30 сут.
 испытание:
 в процессе бурения -
 в эксплуатационной колонне - 180 сут.
 Проектная скорость бурения - 1200 м/ст.мес
 Буровая установка - ЗГ-30, ЗГ-40
 Грузоподъемность - не менее 125тн.
 Насосы - F-1000-2шт.
 Мощность насоса: 746 кВт

Оборудование устья скважины:
Кондуктор:
 ППГ-350х21
Тех.колонна:
 Колонная головка
 ОКК1-210-168х245
 ОП-45-350х210 К2
 ПУГ 350х210К2-1шт
 ППГ 350х210К2-1х-т (спаренный)
Экс.колонна:
 АФК-65х210

УТВЕРЖДАЮ:
АО "НК "КОР"
Генеральный директор
Бердыгожин А.Ч.

Согласовано:
АО "НК "КОР"
Ведущий инженер
по моделированию и проектам
_____ Мухинов М.

[illegible]

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

	Суглинок, Силы		Гнейсы		Сланцы
	Пески		Глины		
	Песчаники		Известняки		
	Алевриты		Гипсы		

Заказчик: АО "НК "КОР"	«Групповой технический проект на бурение скважины с глубиной 1150(±250)м на месторождении Керуенті (Восточной Караканды) в Улытауской обл. Республики Казахстан»		
Исполнитель: "Казахский научно-исследовательский геологический институт" (КазНГИИ)	Ответственные исполнители:	Исламов Х.М. Толеженова К.Т.	2026г.
Масштаб: 1:2500			
Составляющие и комплектация проекта:	Кузовов А.Б.		

