

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СОВМЕСТНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ АРМАН»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»**



**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ
№215 ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНОЙ 1385 м
ПО ВЕРТИКАЛИ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРМАН**

Экз. № 1

Атырау, 2026г

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СОВМЕСТНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ АРМАН»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»

Утверждаю
Генеральный директор
ТОО «Совместное предприятие «Арман»
Сян Чжибинь
«__» _____ 2025г.



**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ №215
ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНОЙ 1385м
ПО ВЕРТИКАЛИ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРМАН**

Директор
ТОО «КазНИГРИ»:

Заместитель директора по
проектной деятельности:



ЮСУБАЛИЕВ Р.А.

ТУЛЕНБАЕВА Б.Р.

Атырау, 2026г.

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	Глава 1: Раздел 4 (геологический часть)
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
4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	23
4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	27
4.3 Возможные осложнения	30
4.4 Исследовательские работы	33
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	40
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	49
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ	53
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	64
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	75
9.1 Расчет обсадных колонн	75
9.2 Выбор обсадных труб	75
9.3 Цементирование обсадных колонн	86
9.4 Оборудование устья скважины	95
9.5 Технология установки аварийного цементного моста	96
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН	99
10.1 Испытание пластов в процессе бурения	99
10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	100
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	104
11.1 Геофизические исследования для изучения технического состояния обсадных колонн и цементного камня (ГИС – тех. контроль)	106
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	108
12.1 Выбор и обоснование бурового оборудования	108
12.2 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования	111
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ	121
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	122
15. Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов	126
15.1 Состав комиссии по приему экзаменов	127
15.2 Плана проводимых учебных тревог	127
15.3 Противоаварийных тренировок	127
15.4 Утверждению экзаменационных билетов	128
15.5 План ликвидации	128
16. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	131
ГЛАВА 2. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	134
2.1 Сведения о водоснабжении	135
2.2 Сведения об энергоснабжении	137
2.3 Схема транспортировки грузов и вахт	139
ГЛАВА 3. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ	140
3.1 Общая пояснительная записка и обоснование критериев ликвидации и консервации скважины	141
3.2.1 Порядок оформления материалов на ликвидацию скважин	141
3.2.2 Оборудование устья и ствола скважин при ее ликвидации	142
3.2.3 Технологические и технические решения по ликвидации скважин	143

3.2.4 Порядок организации работ и оформления документов по ликвидации скважин	143
3.2.5 Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности	144
3.3 Консервация скважин	145
3.3.1 Технологические и технические решения по консервации скважин	145
3.3.2 Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности	145
ГЛАВА 4. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	147
4.1 Основные требования по промышленной безопасности и охране труда	148
4.2 Промышленная безопасность, охрана труда, промышленная санитария, противопожарная техника	152
4.2.1 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	152
4.2.2 Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	156
4.2.3 Защита от шума и вибрации	159
4.2.4 Освещение оборудование рабочих мест	160
4.2.6 Средства индивидуальной защиты, спецодежда	167
4.2.7 Обустройство временных объектов при проведении работ	168
4.2.8 Санитарно-бытовые помещения	170
4.2.9 Средства контроля воздушной среды	170
4.2.10 Мероприятия по промышленной санитарии	171
4.2.11 Первичные средства пожаротушения	176
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	181
4.3.5 Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	182
4.3.6 Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины	183
4.3.7 Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурение, испытания и освоения скважины	185
4.3.8 Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности	188
4.3.9 Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	188
4.3.10 Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы, обеспечение работников средствами связи, рабочими местами и оперативным транспортом	189
4.3.11 Методы и средства проветривания рабочих зон буровой	189
4.3.12 Методы и средства проветривания рабочих зон буровой	189
4.3.13 Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважины	189
4.3.14 Оценка коррозионного риска обсадных труб, НКТ и оборудования скважины	190
4.4 Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действиям персонала	194
4.5 Оценка степени риска при строительстве скважины	202
4.5.1 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины	202

4.5.1 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины	202
4.5.2 Анализ видов и последствий отказов	203
4.5.3 Определение степени риска строительства скважины	207
4.5.4 Идентификация опасностей	208
4.6 Охрана недр	211
4.6.1 Общая задача охраны недр в период поисковых работ на площади	211
4.6.2 Охрана недр в процессе разбуривание площади	212
ГЛАВА 5. РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ. ПРИЛОЖЕНИЯ	222

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	18
Таблица 4.1-Стратиграфический разрез скважин элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.....	23
Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважины	24
Таблица 4.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	25
Таблица 4.5-Нефтеносность	27
Таблица 4.6 – Газоносность	28
Таблица 4.7 – Водоносность	28
Таблица 4.9 – Поглощения бурового раствора.....	30
Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважины	30
Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления	31
Таблица 4.13 – Текучие породы.....	32
Таблица 4.14 – Прочие возможные осложнения	33
Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и грунтов.....	33
Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	35
Таблица 4.20 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта	37
Таблица 4.21 - Дополнительные работы при испытании (освоении).....	37
Таблица 4.22 - Данные по эксплуатационным объектам	38
Таблица 4.23 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины.....	39
Таблица 4.24 – Данные по нагнетательной скважине	39
Таблица 5.1 - Характеристика и устройство направления	40
Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	42
Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн.....	43
Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции.....	44
Таблица 6.1 - Входные данные по профилю скважин	49

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	57
Таблица 7.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка	59
Таблица 7.5 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	62
Таблица 7.6 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	63
Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	64
Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	65
Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК	67
Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн	69
Таблица 8.7 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ	70
Таблица 8.8 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	71
Таблица 8.9 - Оснастка талевой системы	72
Таблица 8.10 - Режим работы буровых насосов	73
Таблица 8.11 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой системы	74
Таблица 8.12 - Гидравлические показатели промывки	74
Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета обсадных колонн	75
Таблица 9.2 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	76
Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	76
Рис. 9.1 - Эпюры избыточных давлений для колонны диаметром Ø244.5мм	77
Таблица 9.4 - Параметры обсадных колонн	81
Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб	82
Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн	83
Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных колонн	84
Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны	85
Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн	86
Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования	88
Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	89
Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	90
Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	92
Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	92
Таблица 9.15 - Потребное количество цементировочной техники для цементирования обсадных колонн	93
Таблица 9.16 - Потребное количество материалов для цементирования обсадных колонн	94
Таблица 9.17 - Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	95
Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя (опробователя), спускаемого на трубах	99
Таблица 10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	99
Таблица 10.3 - Насосно-компрессорные трубы (НКТ)	100
Таблица 10.4 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов	100
Таблица 10.5 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	101

Таблица 10.6 - Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	102
Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне	103
Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ.....	104
Таблица 11.3 - Опрессовка оборудования и используемая техника.....	105
Таблица 11.4 - Виды работ по контролю технического состояния скважин и приборные обеспечения	106
Таблица 12.3 - Подготовительные работы к строительству скважины	109
Таблица 12.4 - Перечень топографо-геодезических работ.....	110
Таблица 12.5 - Варианты строительных и монтажных работ	110
12.6 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования «ZJ20»	111
12.7 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования "ZJ30"	114
Таблица 12.8 - Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование	117
Таблица 12.9 - Объем работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту.....	118
Таблица 12.10 - Объемы работ при использовании специальной установки «УПА-60/80» и др. аналогичных установок, для испытания скважин.....	119
Таблица 12.11 - Материалы и технические средства для выполнения природоохранных мероприятий с использованием «безамбарного способа бурение	120
Таблица 13.1 - Продолжительность цикла строительства скважины	121
Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	121
Таблица 14.1- Средства механизации и автоматизации при бурении и креплении скважины	122
Таблица 14.2 - Средства контроля	124
Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации	125
Таблица 2.1.1 - Водоснабжение	135
Таблица 2.2.1 – Электроснабжение	137
Таблица 2.2.2 – Расчет потребности в ГСМ	138
Таблица 2.3.1 - Маршруты транспортировки грузов вахт.....	139
Таблица 4.1.1 - Классификация сооружений и наружных установок объектов разработки нефтегазовых месторождений по взрывопожарной и пожарной опасности	149
Таблица 4.1.2 - Сопоставимость классов взрывоопасных зон	150
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	151
Таблица 4.2.1 - Основные нормативно-технические документы	154
Таблица 4.2.2 - Основные требования и мероприятия	156
Таблица 4.2.3 - Средства для оказания первой доврачебной помощи	158
Таблица 4.2.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибрации.....	160
Таблица 4.2.5 - Нормы естественного освещения в помещениях	160
Таблица 4.2.6 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда	167
Таблица 4.2.7 - Санитарно-бытовые помещения	170
Таблица 4.2.9 - Минимальный расход наружного воздуха	173
Таблица 4.2.10 - Классификация производственных процессов	175
Таблица 4.3.1 - Свойства цемента типа ПЦТ I-G	190

Таблица 4.4.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций мероприятия по их предотвращению и ликвидации. инструкция по действию персонала.....	194
Таблица 4.5.1 - Матрица “вероятность – тяжесть последствий”	204
Таблица 4.5.2 - Вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):	205
Таблица 4.6.1 - Охрана недр в процессе разбуривания площади	214
Таблица 4.6.2 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины	216

СПИСОК РИСУНКОВ:

Рис. 4.1 - Обзорная карта района работ	21
Рис. 4.2 - Структурная карта по кровле продуктивного горизонта Ю-7	23
Рис. 5.1 - Совмещенный график давлений	43
Рис. 9.2 - Эпюры избыточных давлений для колонны Ø244,5мм	78
Рис. 9.3 - Эпюры избыточных давлений для колонны Ø177,8мм	81

АННОТАЦИЯ

«Индивидуальный технический проект на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины №215 глубиной 1385 метров по вертикали на месторождении Арман», разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 3970-86). Выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

РЕФЕРАТ

Нефтегазовое месторождение Арман в административно-территориальном отношении находится на территории Мангистауской области Республики Казахстан.

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 строительство эксплуатационных скважин проектной глубиной 1385/1440 м.

Данным проектом предусматривается:

Конструкция скважин:

Направление Ø339,7 мм	0 – 50 м
Кондуктор Ø244,5 мм	0 – 350 м
Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм	0 – 1385/1440 м

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)	Арман
Номера скважин, строящихся по данному проекту и год бурения	№ 215
Расположение (суша, море)	суша
Цель бурения и назначение скважины	эксплуатационная
Проектный горизонт	Юра
Проектная глубина, м:	
- по вертикали	1385
- по стволу	1440
Число объектов испытания:	
в открытом стволе	-
в колонне	2
Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Наклонно-направленная
Азимут бурения, градус	231,34 ⁰
Максимальный зенитный угол, градус	44,4 ⁰
Смещение по горизонтали	165м
Глубина начало набора кривизны наклонного ствола TVD	1100м
Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30м	6 ⁰
Способ строительства скважины	безамбарный
Способ бурения	Роторный/ВЗД ВП (верхний привод)
Вид привода	Дизель-электрический
Вид монтажа (первичный, повторный)	Смешанный
Тип буровой установки	ZJ-20, ZJ-30 или аналогичные буровые установки по грузоподъемности
Тип вышки	Телескопическая (возможно мачтовая вышка А-образного типа)
Максимальная масса колонны, тн обсадной бурильной с КНБК суммарная (при спуске секциями)	54,18 59,1
Тип установки для испытаний	УПА – 60/80 или другие аналогичные буровые установки для освоения по грузоподъемности
Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	79
В том числе:	
строительно-монтажные работы (мобилизация, монтаж), сут	7
подготовительные работы к бурению	7
бурение и крепление	40
испытание	
в том числе:	
в процессе бурения	-
в эксплуатационной колонне	25

Проектная коммерческая скорость бурения, м/ст-мес.	1080
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	Направление	339,7	0	50	0	50
2	Кондуктор	244,5	0	350	0	350
3	Эксплуатационная	177,8	0	1385	0	1440

Примечание:

- На каждой скважине глубина спуска колонн устанавливают по результатам по результатам ГИС.
- Конструкция скважины может быть скорректирована в связи с уточненными горно-геологическими условиями бурения скважины.
- Глубина установки МСЦ корректируется в зависимости от нахождения интервалов возможных поглощений.

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность трубормонтной 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, м3	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты другие отходы)	Объем отходов, м³			
								количество		число смен в сутки			всего	в том числе подлежит		
								слесарей	Электро-монтеров					вывозу	захоронению	сбросу
При бурении	при испытании		Интервал глубины, м	количество	число смен в сутки											
от	до	от				до	от	до	7					8	9	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
У подрядчика по буровым растворам				Исходя из ожидаемых пластовых давлений и обеспечения устойчивости ствола скважины. (У подрядчика по буровым растворам)				1	1	2	156	Шлам	100,26	100,26	-	-
												ОБР	205,41	205,41	-	-
												Сточные воды	716,5	716,5	-	-

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 № между ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «СП Арман» на разработку «Индивидуальный технический проект на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины №215 проектной глубиной 1385 метров по вертикали на месторождении Арман»
2	Техническое задание на разработку «Индивидуальный технический проект на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины №215 проектной глубиной 1385 метров по вертикали на месторождении Арман»
3	В соответствии «Дополнение к проекту разработки месторождения Арман, 2023г» «Анализ разработки месторождения Арман 2026г»
4	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 (месторождении)	Арман
Блок (номер или название)	-
Административное расположение: Республика Область (край) Районы	Казахстан Мангистауская Тупкараганский
Год ввода, г: месторождения в эксплуатацию	1995г
Расположение (суша, море)	- суша
Температура воздуха, 0 С • среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	- +8°C + 20 +45°C - 15 -45°C
Среднегодовое количество осадков, мм	160-200 мм
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,5-2,0
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	150дн
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	120
Азимут преобладающего направления ветра, град	45-135
Наибольшая скорость ветра, м/с	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	равнинный
Состояние местности	Пески, не заболоченное
Толщина – снежного покрова, см почвенного слоя, см	30см
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа (полынь, колючка)
Категория грунта	вторая

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	3,5	Норма отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74

Примечание: Использована из нормы земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74 таблица.1 Б пункт 7.

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 Питьевая вода:	Волжская Промзона Каламкас	-	Автоцистернами
Энергоснабжение	Дизель генераторы буровой установки	-	Автономное
Связь	Спутниковая/сото вая	-	Связь с головным офисом и представительством

Линии электропередач: Распределение электроэнергии осуществляется по кабельным линиям

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гра- вийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота на- сыпи, см	Характеристика доро- ги
1	2	3	4	5
-	Одноколейная дорога IVB категории. В соответствии со СНиП.	7,5	На уровне грунта	Грунтовая

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Мангыстау-Атырау	25	нет	-	-

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: «Дополнение к проекту разработки месторождения Арман, 2023г»

«Индивидуальный технический проект на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины №215 проектной глубиной 1385 метров по вертикали на месторождении Арман», Мангистауской области Республики Казахстан.

Цель бурения: добыча нефти

Проектная глубина по вертикали: 1385 м.

по стволу: 1440 м.

Проектные горизонты: Среднеюрские (Ю-7, Ю-13).

Общие сведения о месторождении

В административном отношении месторождение Арман расположено в Мангистауской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (95 км), Тущукудук (117 км) и поселок Шетпе, где имеется железнодорожная станция, расположенная в 150 км от месторождения (рис.4.1).

Месторождение Арман расположено к северо-западу от нефтегазового месторождения Каламкас вблизи мыса Бурыншик, в 270-300 км от города Актау, с которым месторождение связано асфальтированной дорогой. Территория района представляет собой дно отступившего моря и отличается однообразием рельефа. Это равнина, имеющая пологий наклон в сторону Каспийского моря. Отметки ее колеблются в незначительных пределах: от минус 28 до минус 19м. Грунт сложен рыхлым песком, илом и ракушечником.

Характерной чертой ландшафта является наличие многочисленных соров, труднопроходимых для автотранспорта.

Климат района резкоконтинентальный и характеризуется значительным колебанием сезонных температур. Температура воздуха зимой в среднем минус 15°C (до минус 45°C), летом – плюс 20°C (до плюс 45°C).

Среднегодовое количество осадков составляет менее 180 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период.

Растительный мир крайне беден и представлен преимущественно растительностью типа степной полыни и верблюжьей колючки.

Транспортировка нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 152 мм, соединенным с проходящим в 14 км к югу магистральным нефтепроводом Каламкас-Каражанбас-Актау, принадлежащим АО «Казтрансойл».

Электроснабжение на месторождении осуществляется двумя собственными турбогенераторами мощностью 2,5 МВт каждый, а также тремя газопоршневыми электростанциями (ГПЭС), работающими на попутном газе месторождения.

Для питьевых нужд используется бутилированная вода. Для технического водоснабжения служат скважины, пробуренные на альбские водоносные горизонты.

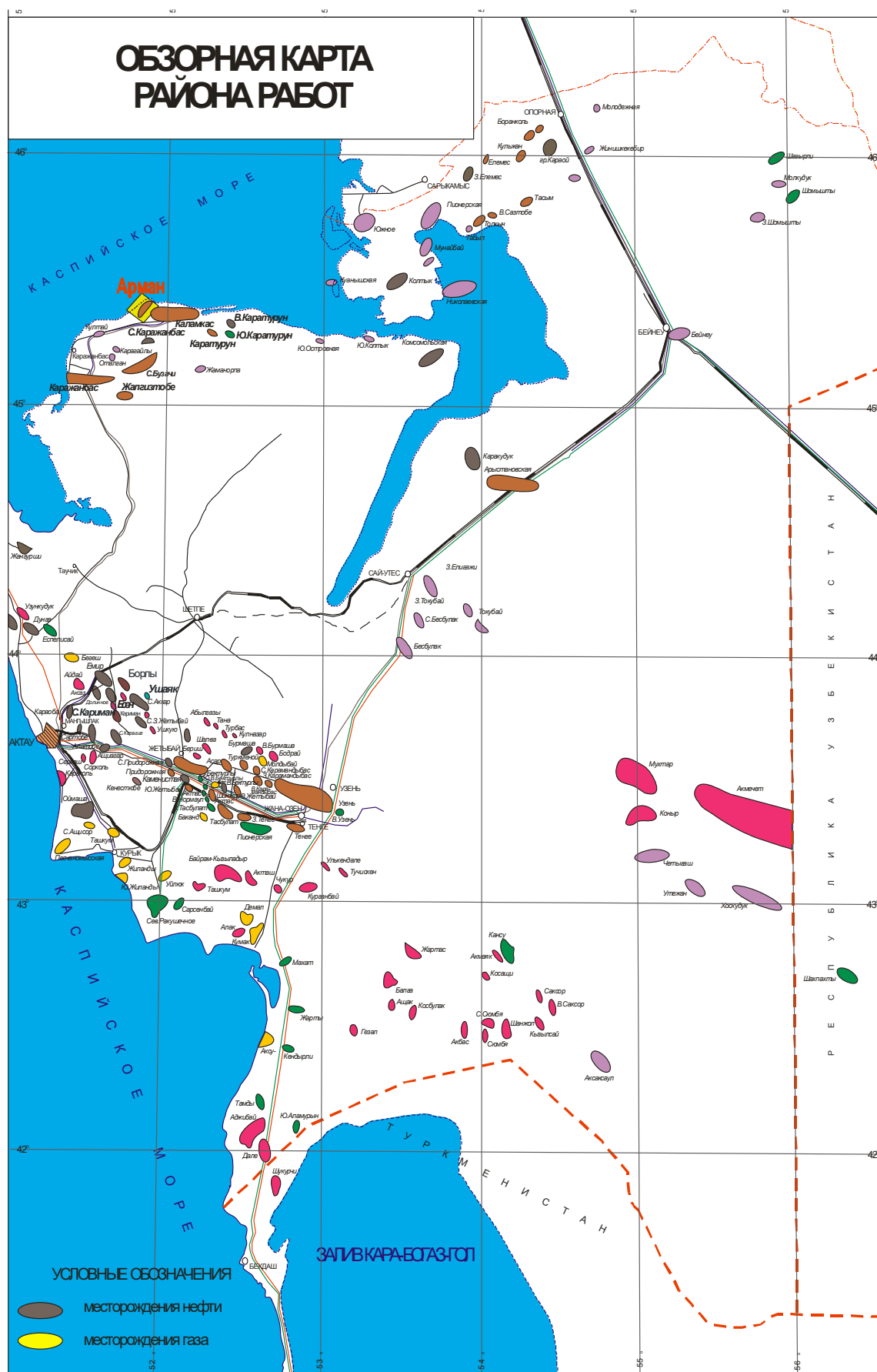


Рис. 4.1 - Обзорная карта района работ

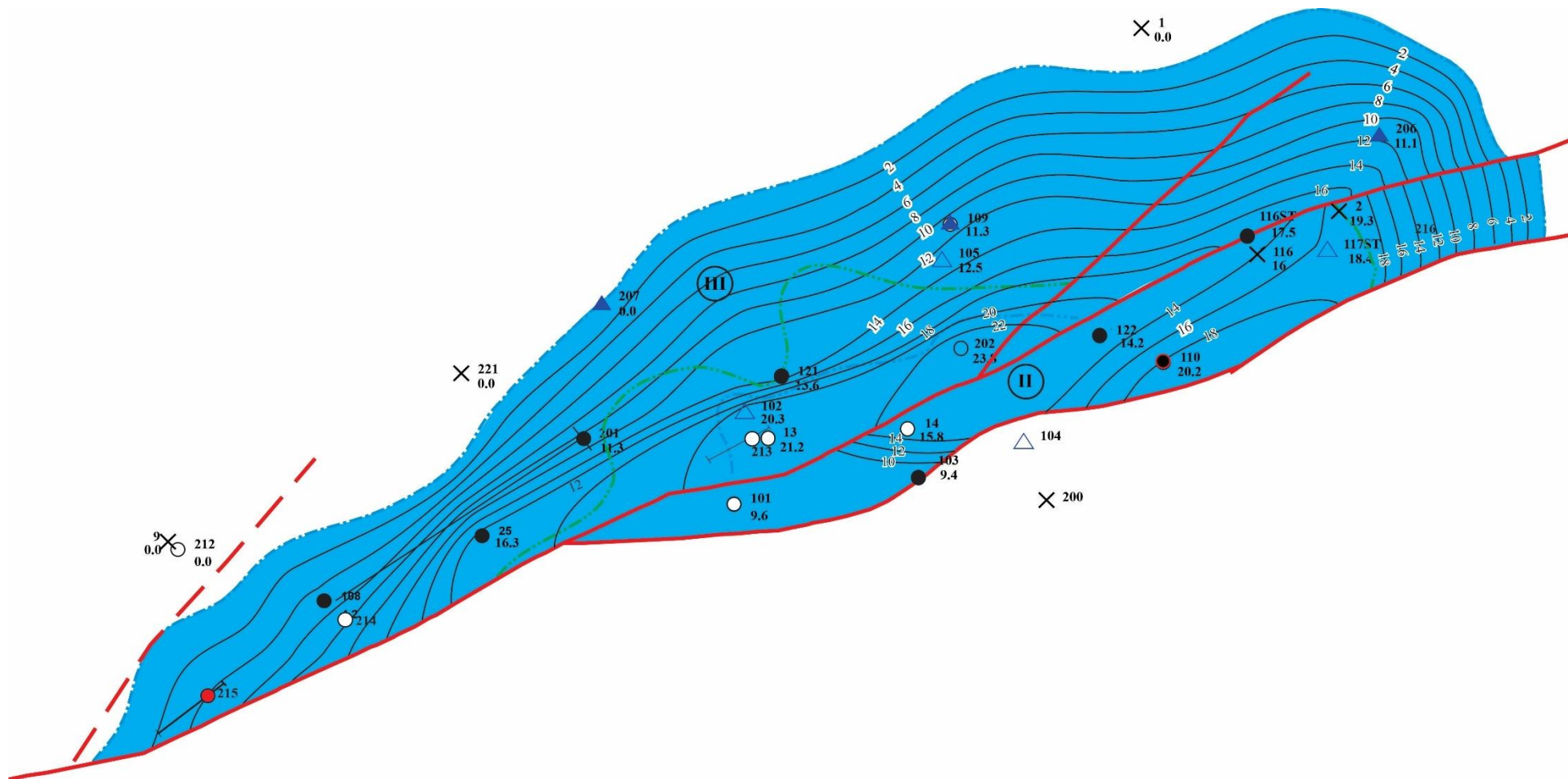


Рис 4.2 Карта эффективных нефтенасыщенных толщин по горизонту Ю-7

4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Название	Индекс	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	10	Четвертичный	Q	2	-	1,20
10	154,5	Турон-сенонский	K _{2sn+t}	2	-	1,20
154,5	268	Сеноманский	K _{2cm}	2	-	1,25
268	588	Альбский	K _{1al}	2	-	1,25
588	704	Аптский	K _{1a}	2	-	1,25
704	828	Барремский	K _{1b}	2	-	1,25
828	883	Готеривский	K _{1g}	2	-	1,25
883	1128	Батский	J _{2bt}	3	-	1,20
1128	1440	Байосский	J _{2bj}	3	-	1,20

Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Четвертичный (Q)	0	10	суглинки пески глины	55 35 10	Представлены, преимущественно битым ракушечником и соровыми образованиями
Турон-сенон (K _{2sn+t})	10	154,5	мел мергель известняк глины	35 25 15 25	Светло-серыми почти белыми мергелями, писчим мелом, реже известняками и мергелистыми или известковистыми глинами.
Сеноман (K _{2cm})	154,5	268	глины песчаники	65 35	Слой фосфоритовых желваков, залегающих в зеленовато серых песках либо песчаниках, глинами темно-серыми и песчаниками мелкозернистыми.
Альб (K _{1al})	268	588	глины алевролиты песчаники	40 35 25	Переслаивание глин, алевролитов, песчаников. Глины темно-серые, плотные слабоалевритистые. Песчаники мелко- и среднезернистые, полимиктовые.
Апт (K _{1a})	588	704	глины алевролиты	70 30	Нижняя часть - базальный пласт алевроито-песчаных пород с включением мелких галек и гравия. Верхняя часть - равномерное чередование алевролитов и глин с редкими прослоями песчаников.
Баррем (K _{1b})	704	828	песчаники алевролиты глины	55 25 20	Пестроцветные глины, алевролиты и песчаники. Песчаники мелкозернистые, полимиктовые, алевролитистые. Алевролиты мелко до крупнозернистого, обычно образуют тонкое переслаивание с глинами.
Готерив (K _{1g})	828	883	глины алевролиты песчаники	65 25 20	Глины с прослоями алевролитов и реже песчаников
Бат-байос (J _{2bt+bj})	883	1128	глины песчаники	55 45	Неравномерным чередованием песчано-алевроитовых и глинистых прослоев Песчаники серые до темных серых, полимиктовые, пористые с глинистым цементом порового типа. Глины темно-серые иногда зеленовато-серые, слюдистые, алевролитистые, с включениями растительных остатков.
	1128	1440	глины песчаники	55 45	

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Карбонатность, %	Абразивность	Сплошность	Расслоенность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, 107 Па	Гидратационное разуплотнение (набухивание) породы
	от (верх)	до (низ)												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15	16
Четвертичный (Q)	0	10	суглинки пески глины	1,5					-	-	Мягкие Средний Мягкие	-	-	-
								1	2	0,3		400	0,21	
								3	1	0,2		500	0,16	
Турон-сантон (K ₂ sn+t)	10	154,5	Мел Известняк Мергель Глина Песчаник	1,68	6,0			0	2	2	Мягкий Твердый Средний Мягкая Средний	0,27	500	0,16
				1,85				3	2	0,29		500	0,16	
				2,5			2,5	2	0,3	400		0,21		
Сеноман (K ₂ cm)	154,5	268		1,6	23,0				3,5	1		0,5	200	0,75
				1,95	36,0			6	1,5	2	0,28	400	0,21	
Альб (K ₁ al)	268	588	Глина Песчаник Алеврит Алеврит						3,5	1	Средняя Твердый Твердый	0,5	200	0,75
									1,5	2		0,27	500	0,16
				2,05			6	1,5	2	0,3		400	0,21	
Апт (K ₁ a)	588	704		2,20	36,0		13	12	3,5	1		0,5	500	0,75
				2,20	20,0		15	1,5	2	0,25		500	0,16	
								1,5	2	0,27		500	0,16	
Барем (K ₁ b)	704	828							1,5	2		0,27	500	0,16
									1,5	2		0,27	500	0,16
									2	2		0,27	500	0,16
Готерив (K ₁ g)	828	883							3,5	1		0,36	200	0,75
									3,5	1		0,5	200	0,75
									1,5	2		0,3	400	0,21
Бат (J ₂ bt)	883	1128	Песчаник алевриты Глина						1,5	2	Твердый Средний Мягкая	0,27	500	0,16
									1,5	2		0,36	200	0,75
				2,23	25,0	30,1		20	3,5	1		0,5	200	0,75
Байос (J ₂ bj)	1128	1440		2,10				4	3,5	1		0,3	400	0,21
								4	1,5	2		0,3	500	0,16
									1,5	2		0,3	400	0,21
									1,5	2		0,27	500	0,16
									3,5	1		0,5	200	0,75

Таблица 4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетне- мерзлых пород, м		Тип много- Летнее 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 стратиграфический возраст	Продуктивный горизонт	Интервал залегания, м		Параметры нефти						Параметры растворенного газа				
		от (верх)	до (низ)	Плотность пластовых условиях, г/см ³	Плотность после дегазации, г/см ³	Подвижность нефти в пластовых условиях, сПз	Содержание серы в нефти, % по весу	Содержание парафина нефти, % по весу	Свободный дебит, т/сут.	Газосодержание, м ³ /м ³ (пл. усл.)	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа, г/л	Давление насыщенная в пластовых условиях МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
J ₂	Ю-7	1100	1125	0,850	0,886	5,26	0,88	-	6,3	36,8	-	2,11	-	7,1
	Ю-12а	1228	1239	0,795	0,887	7,49	1,22	3,72	5,7	70,0	-	0,87	-	13,34
	Ю-12б	1278	1282											
	Ю-12в	1291	1294											
	Ю-13	1310	1330	0,820	0,887	7,49	0,94	2,30	6,1	65,62	-	0,30	1,036	12,04

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

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс стратиграфический возраст	Продуктивный горизонт	Интервал залегания, м		Параметры газа				Параметры конденсата		
		от (верх)	до (низ)	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная плотность газа по воздуху	Свободный дебит, м³/сут.	Плотность в пластовых условиях, г/см³	Плотность на устье скважины г/см³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
J ₂	Ю-5+Ю-6	1042,8	1044,2		0,60	0,394		-	-	-

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

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину: СФН- ГКН – ХЛМ – ХЛК	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	От (верх)	До (низ)												
						Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ю-3	985,6	987,7	Поровый	1,107	-	2868,8	-	-	2338,4	192,4	339	164,3	ХЛК	НЕТ
Ю-8	1145,6	1162,5	Поровый	1,113	-	95832	-	-	49144	1808	8339	155,1	ХЛК	НЕТ
Ю-13	1343	1374	Поровый	1,113	-	110387	-	-	49158	4052	5637	179,4	ХЛК	НЕТ

Примечание: 1. Тип воды по Сулину принят: СФН- сульфатно - натриевый; ГКН – гидрокарбонат- натриевый; ХЛМ - хлормagneзиевый; 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; РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах)

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания, м		Градиенты давлений, кгс/см²/м								Температура °С
	от (верх)	до (низ)	Пластового		Порового		Гидроразрыва пород		Горного		
1	2	3	4		5		6		7		8
Четвертичный (Q)	0	10	0,099	0,104	0,099	0,104	0,187	0,188	0,220	0,230	8
Турон-сенон (K _{2sn+t})	10	154,5	0,104	0,104	0,104	0,104	0,188	0,165	0,230	0,230	14
Сеноман (K _{2cm})	154,5	268	0,104	0,104	0,104	0,104	0,165	0,168	0,230	0,230	21
Альб (K _{1al})	268	588	0,104	0,104	0,104	0,104	0,168	0,168	0,230	0,200	29
Апт (K _{1a})	588	704	0,104	0,105	0,104	0,104	0,168	0,170	0,200	0,215	33
Баррем (K _{1b})	704	828	0,105	0,106	0,104	0,109	0,170	0,175	0,215	0,218	38
Готерив (K _{1g})	828	883	0,106	0,106	0,109	0,109	0,175	0,175	0,218	0,220	41
Бат (J _{2bt})	883	1128	0,106	0,108	0,109	0,109	0,175	0,175	0,220	0,220	45
Байос (J _{2bj})	1128	1440	0,108	0,109	0,109	0,109	0,175	0,180	0,220	0,225	47

4.3 Возможные осложнения**Таблица 4.9 – Поглощения бурового раствора**

Стратиграфический горизонт	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ / час.	Расстояние от устья до уровня раствора, м	Причина возникновения осложнения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
K ₁₊₂	10	883	1	0	Превышение допустимой плотности бурового раствора во время СПО

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

Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Стратиграфический горизонт	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				СНС, мгс/см ³ через, мин		Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка) и т.д.
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	плотность, г/см ³	Условный вязкость, сек	Водоотделения, см ³ /30 м	1	10	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K ₁₊₂	10	883	Глинистый	1,1	более 45	более 8-10	-	-	Поддержание плотности промывочной жидкости и производительности насоса в соответствии с ГТН

Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления

Стратиграфический горизонт	Продуктивный горизонт (индекс)	Интервал осложнений, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность пластового флюида для расчета избыточных давлений, г/см³		Причина возникновения и характер проявлений
		от (верх)	до (низ)		внутреннего	наружного	
1	2	3	4	5	6	7	8
J ₂	Ю-7	1100	1125	Нефть	0,850	0,886	Характер проявления в виде пленок и пузырьков.
	Ю-11	1200	1220	Нефть	-	0,891	
	Ю-12а	1228	1239	Нефть	0,795	0,887	
	Ю-12б	1278	1282	Нефть			
	Ю-12в	1291	1294	Нефть			
	Ю-13	1310	1330	Нефть	0,820	0,887	

Таблица 4.12 – Прихватоопасные

Стратиграфический горизонт	Интервал осложнений, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ / 30 мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₂	0	883	Глинистый	1,12-1,15	8-10	Т-80, нефть	Да	При СПО возможны посадки, затяжки и прихваты из -за сужения ствола
K ₁ , J ₂	883	1345,8	Полимерный ингибированный раствор	1,17-1,20	5-8			

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
Вскрытие текучих пород не ожидается					

Таблица 4.14 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения.
	От (верх)	До (низ)		
1	2	3	4	5
Прочие возможные осложнения не обнаружено				

4.4 Исследовательские работы

Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал по стволу, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал отбора шлама, м		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
Ю-7	101,6	5	1100	1130	30	Ю-7	800	1440	Каждые 5 м (в интервале с признаками УВ через 1м)	По результатам ГИС		
Ю-11	101,6	5	1200	1225	25	Ю-11	800	1440				
Ю-12а	101,6	5	1225	1240	15	Ю-12а	800	1440				
Ю-12б			1275	1285	10	Ю-12б	800	1440				
Ю-12в			1290	1295	5	Ю-12в	800	1440				
Ю-13	101,6	5	1310	1330	20	Ю-13	800	1440				

Примечание: Интервалы отбор керна, шлама будут корректироваться геологической службой Заказчика во время выполнения буровых работ. При проявлении признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновения признаков и отбор шлама производить через каждые 2 метра.

Таблица 4.16 – Геофизические исследования

Наименование геофизических исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Примечания
		на глубине, м	в интервале, м		
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
Двойной фокусированный индукционный, акустический, микробоговой, радиоактивный каротажи, ПС, профилометрия	1:500	-	50	1440	Рекомендуется непрерывная запись инклинометрии
	1:200	-	50	1440	
Плотностной каротаж с фотоэлектрическими кривыми, гаммаспектрометрия, нейтронный каротаж, БКЗ, ЯМК.	1:500	-	50	1440	
	1:200	-	50	1440	
Геолого-технические исследования (ГТИ)	1:500	-	0	1440	
Радиоактивный каротаж (ГК+НГК), АК, индукционный, микробоговой каротажи, ПС, БКЗ, профилометрия.	1:500	-	50	1440	
	1:200	-	50	1440	
Инклинометрия (азимут и зенитный углы) с глубины начала набора кривизны, РК (ГК+КС) проводится геофизическими приборами на бурильных трубах (MWD)	-	С глубины Сква.№215-100 м	50	1440	Полный комплекс (Экс. колонна)
Акустическая цементометрия (ВТ, АКЦ), термометрия	1:500	1440	50	1440	

Примечание: Забой скважины, объёмы и интервалы вышеперечисленных геолого-геофизических исследований могут корректироваться геологической службой заказчика в процессе строительства скважины с учётом фактического разреза скважины и только с разрешения Заказчика.

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						

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

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	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ю-7	II	1100	1125	1080	1145	Цемент, колонна	передвижная	да	3	3,5,7	Замена бур. раствора на тех. воду, нефть. Снижение уровня свабированием или компрессированием	-	1,03-1,1
Ю-13	I	1310	1330	1290	1350								

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

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 НКТ (да, нет)	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	1,03-1,1	20-25	Кумулятивная	ПКО-114	16-20	160	от 1 до 8	да	не предусмотрено	

Примечание:

1. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по согласованию. Будут уточняться в программе по освоению скважины;
2. Количество отверстий на 1 п./м. и интервалы перфорации уточняются после проведения окончательного ГИС. Будут уточняться в программе по освоению скважины;
3. Плотность жидкости при перфорации будет уточнена по фактическим данным бурения и ГИС. Будут уточняться в программе по освоению скважины;

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
При необходимости.											

Таблица 4.21 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора; повторное понижение уровня аэрацией, температурный прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста; 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 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)
	При мощности до 5 м представл ены пропласт ками	При мощности до 6м имеют подошвен ную воду	Шаблони- рование обсадной колонны	Для эксплуатационных скважин		Вызов притока в нагнетательной скважине	Гидрогазодинамическ ие исследования в эксплуатационной скважине	Освоение, очистку и гидрогазодинамическ ие исследования		
				Задавка скважин через НКТ	Использо- вание норм по ССНВ для эксплуатацио нных скважин					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Нет	Нет	Нет	Нет	2	Да	Нет	Нет	2	-
2	Нет	Нет	Нет	Нет	2	Да	Нет	Нет	2	-

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

Таблица 4.24 – Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу верх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д)	Режим нагнетания				Пакер		Жидкость за НКТ	
		От (верх)	От (низ)		Плотность жидкости г/см ³	Относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразованного агента	Интенсивность нагнетания, тыс. м ³ /сут	Температура нагнетаемого агента, 0С	шифр	Глубина установки, м	Тип	Плотность г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Данные проектом нагнетательные скважины не предусмотрены												

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
На устье скважины предусмотреть шахту. Шахта представляет собой прямоугольный железобетонный колодец, с внутренними размерами 2х2х2 м.						

Примечание: Строительство шахтовой направляющей производят после укладки гидроизолирующей пленки и отсыпки щебеночной смеси по всему дну шахтового направления.

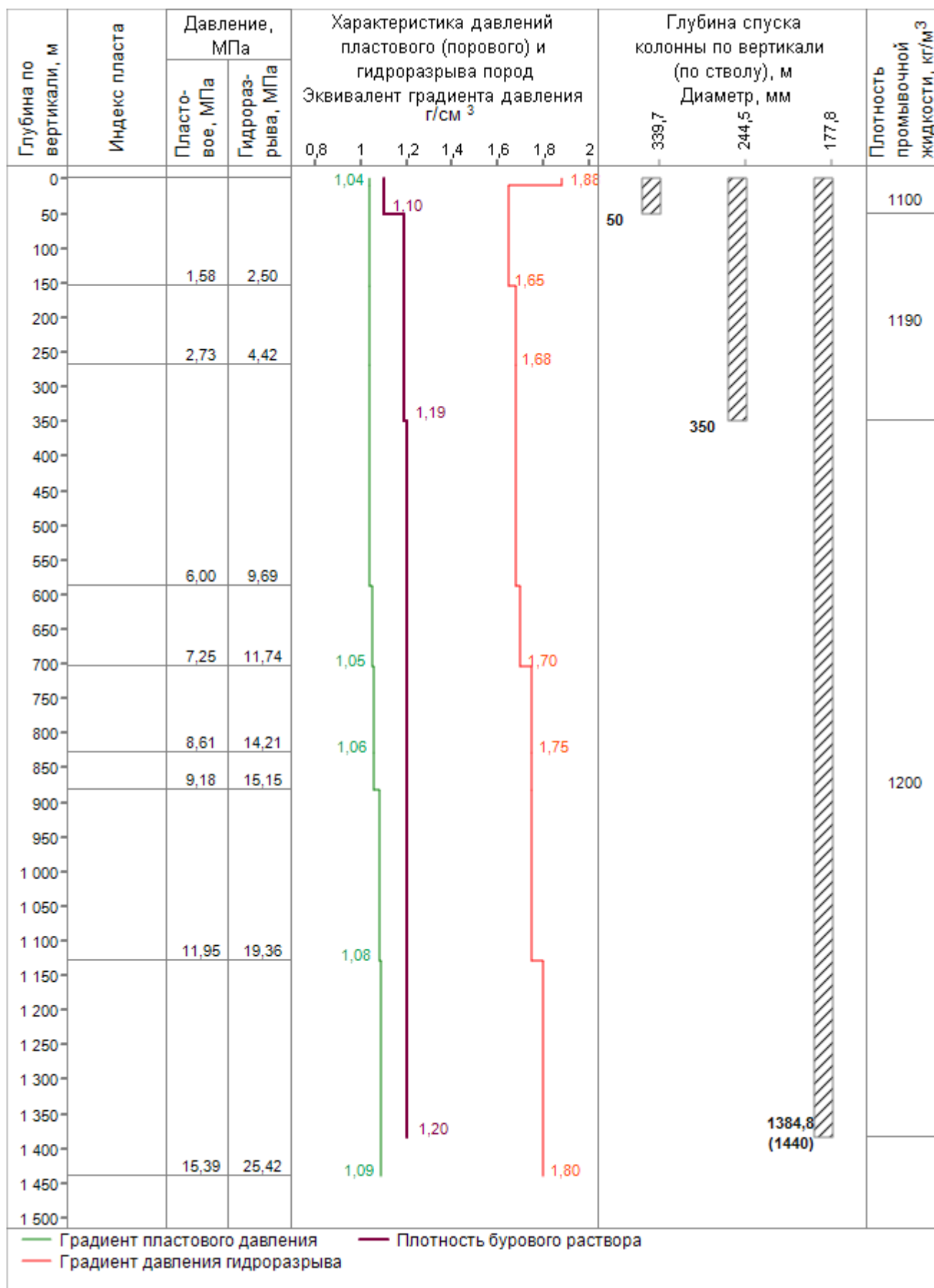


Рис 5.1 - Совмещенный график давлений

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	Направление Ø 339,7 мм	0	50	339,7	0	1	1	0	50	Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины
2	Кондуктор Ø244,5мм	0	350	244,5	0	1	1	0	350	Перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО.
3	Эксплуатационная Ø177,8 мм	0	1440	177,8	0	1	1	0	1440	Испытание и эксплуатация продуктивных горизонтов.

Примечание:

- ✓ На каждой скважине глубина спуска обсадных колонн устанавливают по результатам ГИС.
- ✓ Конструкция скважины может быть скорректирована в связи с уточненными горно-геологическими условиями бурения скважины.

Таблица 5.3 - Характеристика отдельно 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					
								Количество типов соединений, шт	Номер в порядке спуска	Условный код типа соединения	Максимальный наружный диаметр соединения, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
					От (верх)	До (низ)						От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	1	1	1	339,7	0	50	9,65	1	1	Батресс	365	0	50
3	1	1	1	244,5	0	350	8,94	1	1	Батресс	270	0	350
4	1	1	1	177,8	0	1385/1440	9,19	1	1	Батресс	196	0	1385/1440

Примечание: - Допускается применение обсадных труб с другими соединениями с аналогичной характеристикой.
 - В случае отсутствия катастрофического поглощения рассмотреть вопрос о необходимости спуска хвостовика.

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, навернуть 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 раствор 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

Проектируемая скважина – наклонно-направленная.

Для постоянного контроля за траекторией ствола скважины на буровой необходимо использовать интегрированную анализирующую систему для бурения MWD (телеметрию).

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

Примечание – Значения минимально-допустимого и максимально допустимого зенитного угла может изменяться в процессе бурения наклонно-направленного ствола скважины. Данные уточняются по результатам ГИС и контролируются интегрированной анализирующей системой MWD (телеметрией).

Таблица 6.1 – Профиль ствола скважины

Глубина по стволу, м	Глубина по верт., м	Зенитный угол, град,	Азимут истинный, град	Смещение к северу, м	Смещение к восток, м	Пространственная интенсивность, град./30 м	Отклонения от устья, м
0	0	0,0	231,34	0	0	0	0
1100	1100	0,0	231,34	0	0	0	0
1110	1110	2,0	231,34	0	0	6	0
1120	1120	4,0	231,34	0	-1	6	1
1130	1130	6,1	231,34	-1	-1	6	2
1140	1140	8,1	231,34	-2	-2	6	3
1150	1150	10,1	231,34	-3	-3	6	4
1161	1160	12,1	231,34	-4	-5	6	6
1171	1170	14,1	231,34	-5	-7	6	9
1181	1180	16,1	231,34	-7	-9	6	11
1191	1189	18,2	231,34	-9	-11	6	14
1201	1199	20,2	231,34	-11	-14	6	18
1211	1208	22,2	231,34	-13	-17	6	21
1221	1217	24,2	231,34	-16	-20	6	25
1231	1227	26,2	231,34	-18	-23	6	29
1241	1236	28,2	231,34	-21	-27	6	34
1251	1244	30,3	231,34	-24	-30	6	39
1261	1253	32,3	231,34	-28	-35	6	44
1271	1261	34,3	231,34	-31	-39	6	50
1282	1270	36,3	231,34	-35	-43	6	56
1292	1278	38,3	231,34	-39	-48	6	62
1302	1285	40,3	231,34	-43	-53	6	68
1312	1293	42,4	231,34	-47	-58	6	75
1322	1300	44,4	231,34	-51	-64	6	82
1342	1315	44,4	231,34	-60	-75	0	96
1440	1385	44,4	231,34	-103	-128	0	165

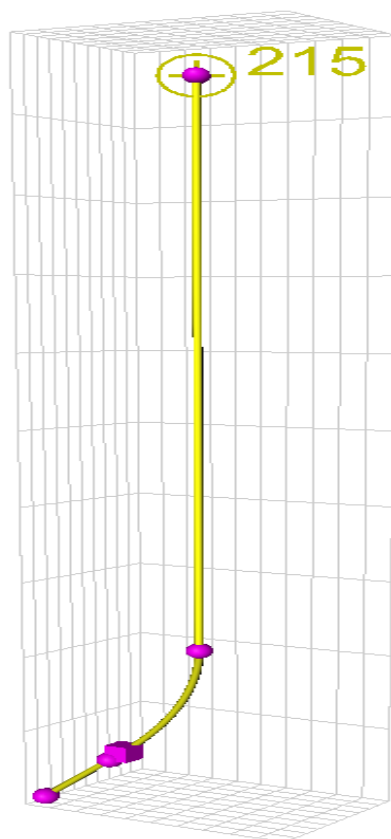
КООРДИНАТЫ ТОЧЕК №215

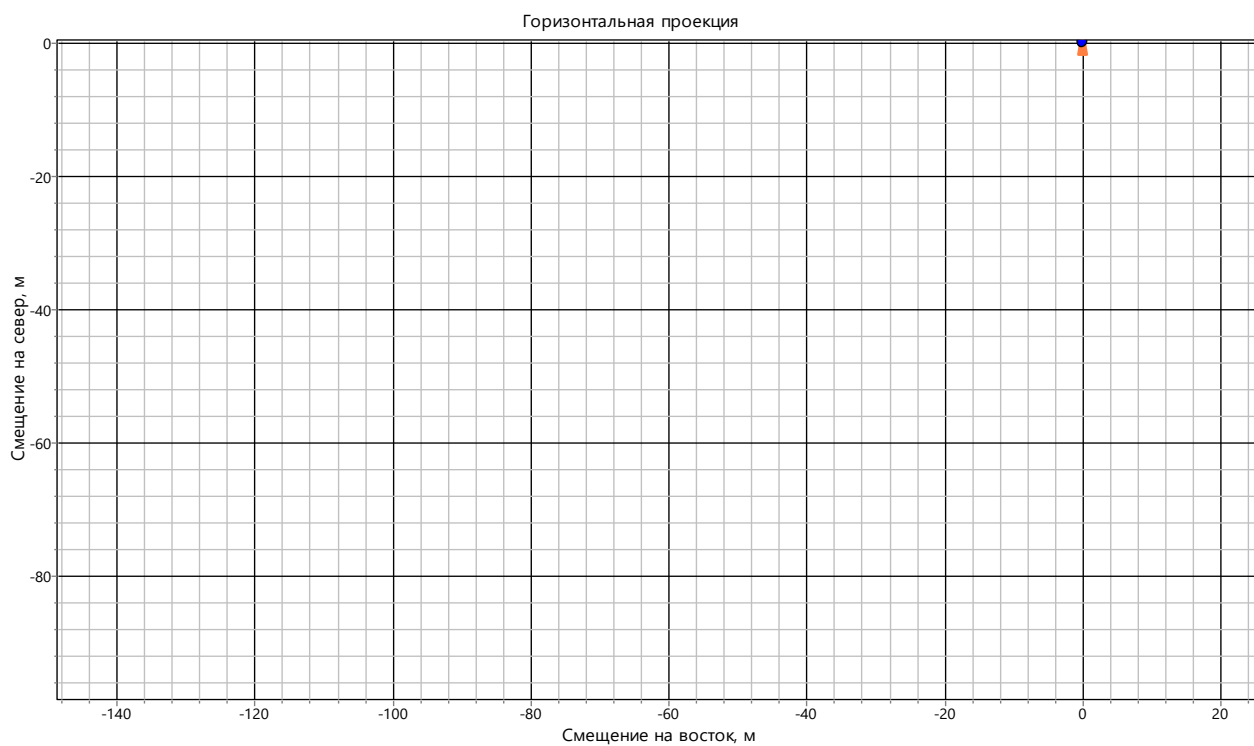
Скв. №215	Pulkova 1942, zone 9		
	X	Y	Z
устье	9558775	5030230	1385
точка входа в пласт Ю7	9558775	5030230	
точка входа в пласт Ю13	9558700	5030170	

ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ

Точка	Глубина по ствола	Зенитный угол градус	Азимут градус	Глубина по вертикали	Смещение к северу	Смещение к востока	Отклонение от устья	Интенсивность искривление градус/30 м
Привязка	1150	10,1	0	1150	0	0	0	6,0
НК	1302	40,34	231,34	1285	-43	-53	68,0	6,0
входа в пласт	1110	2,0	231,34	1110	0	0	0	6,0
Глубина забоя	1440	44,4	231,34	1385	-103,0	-128,47	165,0	0

Вертикальная проекция





Горизонтальная проекция

Рис. 6.1. Профиль ствола скважины

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, кавернообразования;
- 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.
- Рецепт 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 сдвигу) – 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 7.6.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, увеличить концентрацию сульфированного битума, а если осложнения продолжаются, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до их прекращения, при этом не вызывая поглощений. В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще, использовать в необходимом количестве наполнители, такие как: пластиковая и резиновая крошка КР-03, различные волокнистые и чешуйчатые наполнители. В случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах использовать исключительно карбонат кальция разных фракций.

Обоснование плотности бурового раствора

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

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

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

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

Интервал 0 – 50 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot 0,096 \cdot (1,1 \div 1,15) = 1,06 \div 1,10 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого подинтервала допускается применение раствора плотностью 1,06-1,10 г/см³.

Интервал – 350 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot 0,104 \cdot (1,1 \div 1,15) = 1,14 \div 1,19 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого подинтервала допускается применение раствора плотностью 1,14-1,19 г/см³.

Интервал 350 – 1440 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot 0,109 \cdot (1,05 \div 1,1) = 1,14 \div 1,20 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого подинтервала допускается применение раствора плотностью 1,14-1,20 г/см³.

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора												
			Плотность, г/см3	Условная вязкость, с	Водоотдача, см3/30 мин	СНС, дПа		Корка, мм	Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (КСЛ)	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	16
Глинистая	0	50	1,06-1,10	80-90	10-12	15-25	35-45	1,5	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	-	10-15
Ингибированный полимеркалиевый	50	350	1,14-1,19	45-50	8-10	14-23	23-28	1,0	Полимерные недиспер- гирующие	<1	<5	8-9	>3	25-30	10-15
Ингибированный полимеркалиевый	350	1440	1,14-1,20	40-45	7-8	10-20	30-40	1,0	Полимерные недиспер- гирующие	<2	<2	8-9	>3	25-30	20-25

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 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, 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	1,06-1,10	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 7 815
2	50	350	Ингибированный полимеркалийевый	1,14-1,19	Нет	Каустическая сода Кальцинированная сода Разжижитель Полимер" POLYPAC LV " Смазывающая добавка Хлористый калий KCL Вода техническая	2,13 2,53 1,12 1,40 0,95 1,98 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с в/с -	2 2 7 3 8 12 750
3	350	1440	Ингибированный полимеркалийевый	1,14-1,20	Нет	Модифиц. крахмал Полианионная целлюлоза низковязкая Разжижитель Каустическая сода Кальцинированная сода Смазывающая добавка Ксантановая биополимер Хлористый калий KCL Вода техническая	1,60 1,40 1,12 2,13 2,53 0,95 1,5 1,98 1,03	в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	4 4 7 2 2 10 3 15 722

Примечание: «назначение химических реагентов»:

1. Для приготовления глинистого раствора используется техническая вода и бентонитовый глинопорошок с первоначальным содержанием твердой фазы не более 5%;
2. В качестве реагента стабилизатора, регулятор водоотдачи используется полимерный POLYPAC LV;
3. Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации;
4. Полианионная целлюлоза низковязкая молекулярной массой - контроль водоотдачи при незначительном увеличении вязкости раствора;
5. Ксантановая смола - биополимер, структурообразователь;
6. Разжижитель, для контроля реологических характеристик;
7. Пеногаситель вводится для предупреждения вспенивания бурового раствора.
8. Смазывающая добавка, смесь поверхностно-активных и смазочных веществ специально разработана как эффективная альтернатива смазывающим веществам на углеводородной основе;
9. Для предотвращения загрязнения бурового раствора ионами Ca^{++} , которые могут быть в цементе и воде, применяемой для приготовления бурового раствора, используется кальцинированная сода - Na_2CO_3 ;
10. KCl- ингибирующая добавка, наиболее эффективный ион, снижающий гидратацию (набухание) глин путем ионно-щелочного обмена.

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)			Величина	Источник	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	-	Глинистые раствор	0,98	Расчет		40	20	60
			Бентонит	50	- // -	1,0	2000	1000	3000
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	80	40	120
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	80	40	120
			Разжижитель	7	- // -	1,0	280	140	420
			Вода техническая	815	- // -	-	32600	16300	48900
50	350	0,5	Ингибированный полимеркалийевый	0.90	Расчет		80	217	297
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	434	594
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	434	594
			Разжижитель	7	- // -	1,0	560	1519	2079
			Полимер" POLYPAC LV "	3	- // -	1,0	240	651	891
			Смазывающая добавка	8	- // -	1,0	640	1736	2376
			Хлористый калий KCL	12	- // -	1,0	960	2604	3564
			Вода техническая	750			60000	162750	222750

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
350	1440	0,5	Полимерный ингибированный	0,80	Расчет		80	760	840
			Модифиц. крахмал	4	- // -	1,0	320	3040	3360
			Полианионная целлюлоза		- // -				
			низковязкая	4	- // -	1,0	320	3040	3360
			Разжижитель	7	- // -	1,0	560	5320	5880
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1520	1680
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1520	1680
			Смазывающая добавка	10	- // -	1,0	800	7600	8400
			Ксантановая биополимер	3	- // -	1,0	240	2280	2520
			Хлористый калий KCL	15	- // -	1,0	1200	11400	12600
			Вода техническая	722	- // -		57760	548720	606480

Примечание: Возможно использование других химических реагентов других фирм и компаний, идентичных по своему назначению (не ухудшающих свойства бурового раствора), либо производимых другими фирмами.

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

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	№ раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	№ ступени цементирован ия	Название компонентов для обработки раствора	Плот- ность, г/см3	Норма расхода на обработку 1м3 раствора, кг/м3	Коли- чество, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор Ø244,5 мм	1	1	Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)	2,5	3	287

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

Таблица 7.5 - 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
		0-50	50-350	350-1440	
1	2	3	4	5	6
Бентонит- структурообразователь	ГОСТ 25796-83	3.000	-	-	3.000
Каустическая сода- - регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	0.120	0.594	1.680	2.394
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	0.120	0.594	1.680	2.394
Разжижитель– понизитель вязкости	ОСТ 13-183-83	0.420	2.079	5.880	8.379
Смазывающая добавка – смазочные добавки	импорт	-	2.376	8.400	10.776
Модифиц. крахмал- понизитель фильтрации	API 13A	-	-	3.360	3.360
Полианионная целлюлоза низковязкая - регулирование фильтрации	API 13A	-	-	3.360	3.360
Полимер" POLYPAC LV "	API 13A	-	0,891	-	0.891
Ксантановая биополимер - структурообразователь	API 13A	-	-	2.520	2.520
Хлористый калий KCL - ингибирующая добавка	ТУ 2152-018-00203-95	-	3.564	12.600	16.164
Вода техническая	местные	48900	222.750	606.480	1356.75

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

• Ксантановая смола - 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. Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены, на раствор, улучшающий качество проводки скважины, по согласованию.

Таблица 7.6 - 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	1	1	0	1440
Пескоотделитель	ZQ1300x2	1	2-1	350	1440
Илоотделитель ZCQJ100x2	ZCQJ100x2		3-2	350	1440
Дегазатор	ZCQ-240	1		50	1440
Гидроворонки	СГМ-100М			0	1440

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	Роторный	1	с навеса 1-4	60-70	36-41	5-25
50	350	Бурение	Роторный	2	12-15	80-120	16-30	5-15
350	1440	Бурение участка ствола кривизны	Забойным двигателем (ВЗД)	3	8-12	120-220	20-35	5-6
1100	1330	Отбор керна	Роторное	4	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									
1	1	III 444,5мм код по IADC (221)	0,00	444,5	0,5	248	-	-	Разрушение
	2	УБТС1-203,2мм	20,16	203,2	19,0	4085	19,5	4,33	нагрузка
Интервал бурения от 50 до 350м									
2	1	III 295,3 (код по IADC 537)	0,00	295,3	0,38	95	-	-	Разрушение
	2	УБТС1-203,2	0,38	203,2	9,5	2042,5	-	-	Нагрузка
	3	Калибратор КЛС 295,3мм	9,88	295,3	1,81	210	-	-	Калибрование
	4	УБТС1-203,2	11,69	177,8	19,0	4085	-	-	Нагрузка
	6	УБТС1-177,8	30,69	177,8	41,0	6396	-	-	Нагрузка
	7	УБТ-165,1	71,69	165,1	28,0	4110,4	99,69	16,94	Нагрузка
Интервал бурения от 350 м до 1440 м (при ВЗД)									
3	1	Долото Ø 215,9 мм РДС	0,00	215,9	0,35	40			Разрушение
	2	ВЗД Ø 172 мм	0,35	172,0	7,51	1050			Привод долота
	3	Обратный клапан	7,86	172,0	0,4	36			переводник
	4	НМУБТ Ø 165,1мм	8,26	165,1	4,35	587			Нагрузка
	5	Телеметрическая система (MWD)	12,61	171,5	9,45	1420			Ориентирование
	6	НМУБТ Ø 165,1 мм	22,06	165,1	9,2	1242			Нагрузка
	7	КЛС -215,9 мм	31,26	215,9	1,52	159,5			Калибрование
	8	УБТ Ø 165,1мм	32,78	165,1	40,0	5840			Нагрузка
	9	Ясс гидравлический 165,1 мм	72,78	165,1	4,3	844			Против прихвата
	10	УБТ Ø 165,1мм	77,08	165,1	19,00	2774			Нагрузка
	11	ТБТ 127мм	96,08	127,0	35,0	2604	131,08	16,60	Нагрузка

Продолжение таблица 8.2

Интервал кернотбора от 1100 м до 1330 м									
4	1	Бур. головка Ø215,9 мм	0,00	215,9	0,28	41,7			Разрушение
	2	Керноотборочный снаряд 101,6	0,37	171,4	20,0	1035			Отбор керна
	3	УБТ 165,1 мм	9,87	178,0	38,00	5578,4			Нагрузка
	4	Ясс гидравлический	47,87	165,0	4,30	800,00			Против прихвата
	5	ТБТ 127 мм	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.

- При разбурировании цементных стаканов и проработке возможно использование трёхшарошечных долот и фрез.
- Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена по согласованию в зависимости от состояния ствола скважины, будет уточнена в программе бурения.
- Типы используемых долот при необходимости может быть изменен согласно режима бурения, по согласованию.
- КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, по согласованию с Заказчиком.

Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работы по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервале, шт (для УБТ комплектов)
		От (верх)	До (низ)	величина, м	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
III 444,5мм код по IADC (221)	Бурение, проработка	0	50	150	Временные нормы на механическое бурение	0,5
III 295,3 (код по IADC 537)	Бурение, проработка	50	350	250		1,2
КЛС Ø 295,3мм	Бурение, проработка	50	350	950		0,32
215,9 PDC	Бурение, проработка	350	1440	250		4,2
КЛС 215,9 мм	Бурение, проработка	350	1440	1050		0,45
Бур.головка Ø215,9мм	Отбор керна	1100	1330	80		1,3

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 Типораз-меру или шифру, кг
			Для проработки ствола	Для бурения, расширки и отбора керна	По типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление Ø339,7 мм	III 444,5мм код по IADC (221)	с стандартам API	-	0,5	1	248
Кондуктор Ø244,5мм	III 295,3 (код по IADC 537)	API	-	1,2	2	190
	КЛС Ø 295,3мм	ТУ 26-02-0963-83	-	-	1,0	210
Эксплуатационная Ø177,8 мм	215,9 мм PDC	API	-	4,2	5,0	200
	КЛС 215,9 мм	API	-	0,45	1,0	159,5
	Бур.головка Ø215,9мм	API	-	1,3	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)	1440	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	30,5	1,02	5,32	>1,45	>2,8
Бурение	0	350	350	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	250,31	8,38	25,32	>1,45	>1,9
Бурение	0	1440	1440	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	1308,92	44,24	60,9	>1,45	>1,7

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	40XГМА	3-161	203,0	68,6	72,0	75,6
177,8	49,0	4145H	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

Примечания: Характеристики КНБК могут быть изменены в зависимости от состояния ствола скважины по согласованию с Недропользователем и будут уточнены в программе бурения.

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 (присоединя-ния резьбы)		Теоретическая	С плюсовым допуском	С нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление Ø339,7 мм	0	50	СБТ 127	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	30,5	1,02	1,07	1,13
			УБТС1-203,2	203,2	40ХГМА	61,50	3-161	19,0	4,085	4,289	4,504
Кондуктор Ø244,5 мм	0	350	СБТ 127	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	250,31	8,39	8,80	9,24
			УБТС1-203,2	203,2	AISI 1340	61,50	3-161	28,5	6,13	6,43	6,75
			УБТС1-177,8	177,8	4145Н	49,0	3-133	41,0	6,40	6,72	7,05
			УБТ -165,1	165,1	AISI 1340	46,85	3-122	28,0	4,11	4,31	4,53
Эксплуатационная Ø 177,8 мм	0	1440	СБТ 127	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	1308,92	43,85	46,04	48,34
			УБТ -165,1	165,1	AISI 1340	46,85	3-122	72,55	10,65	11,18	11,74
			ТБТ 127	127,0	G-105	25,4	NC-50	35,0	2,6	2,73	2,87

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
1	2	3	4	5
0	1440	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 производительность насосов на интервале, л/сек
От (верх)	До (низ)				Коэффициент использования гидравлической мощности	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, МПа	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в минуту	Производительность, л/сек	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	50	Бурение промывка, проработка	F-1000	2	0,9	180	19,0	1,0	110	42,67	85,37
50	350	Бурение промывка, проработка	F-1000	2	0,9	170	21,0	1,0	100	34,6	69,2
350	1440	Бурение промывка, проработка	F-1000	2	0,9	160	24,0	1,0	100	30,85	61,7

Таблица 8.11 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой системы буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давлений (кгс/см2) для конца интервала в:				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Долоте (насадках)	Забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
50	350	Бурение промывка, проработка	110,0	44,0	-	51,4	4,5	10,0
350	1440	Бурение промывка, проработка	183,3	48,8	54,6	63,5	6,4	10,0

Таблица 8.12 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с x см2	Схема промывки долота	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
От (верх)	До (низ)						Кол-во, шт	Диаметр, мм		
1	2						3	4		
50	350	Бурение, промывка, проработка	0,56	0,043	Периферийная	-	3	14,5	75,0	441,7
350	1440	Бурение, промывка, проработка	0,61	0,043	Периферийная	-	5	9,53	86,5	468,4

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

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 Батресс, марки стали «J-55, N-80» по стандартам АНИ.

Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета обсадных колонн

№№ п/п	Наименование	Конструкция скважины, мм		
		339,7	244,5	177,8
1	2	3	4	5
1	Расстояние от устья скважины, м - до башмака колонны - до уровня цементного раствора заколонной - до пласта с возможным проявлением - до башмака предыдущей колонны	50 0 - -	350 0 - 50	1440 0 - 350
2	Тип соединения	Батресс	Батресс	Батресс
3	Удельный вес, г/см ³ - Плотность опрессовочной жидкости ρ опр., г/см ³ - Плотность бурового раствора ρ б.р., г/см ³ - Плотность цементного раствора ρ ц.р., г/см ³ (на интервале, м) - Плотность флюида при НГВП, г/см ³	1,10 1,84 -	- 1,19 1,84 -	1,03 1,20 1,89(I ступень) 1,81 (II ступень) 0,83
4	Пластовое давление на глубине, Рпл, МПа	0,48	3,64	15,07
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	1,19	-
3	1	Нет	Да	Нет	Техническая вода	1,03	-

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

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
Ø339.7	Импортная	Батресс	J-55	9,65	80,4	ДА
Ø244.5	Импортная	Батресс	J-55	8.94	53.3	ДА
Ø177.8	Импортная	Батресс	N-80	9.19	38.7	ДА

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

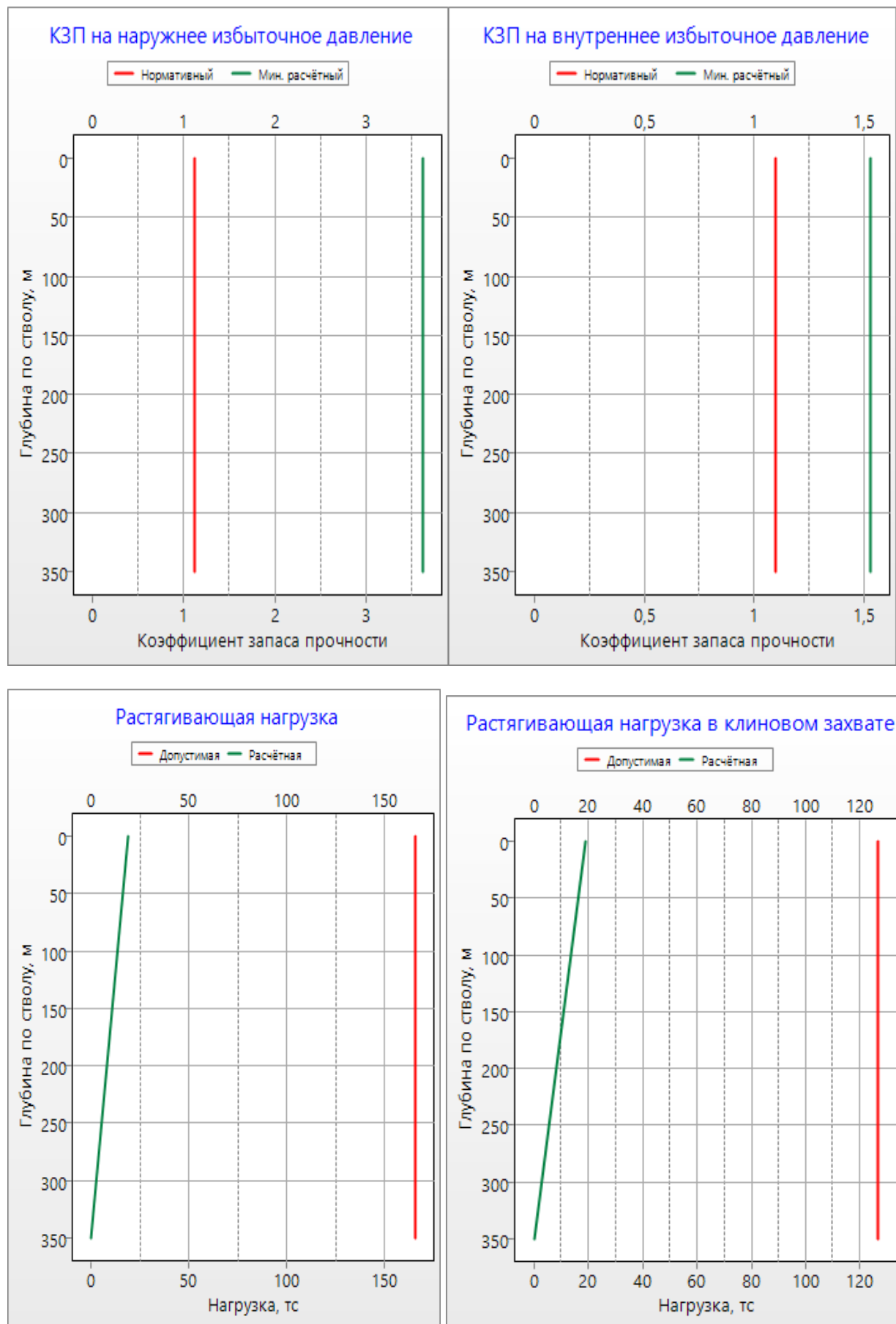


Рис. 9.1 - Эпюры избыточных давлений для колонны диаметром Ø244.5мм

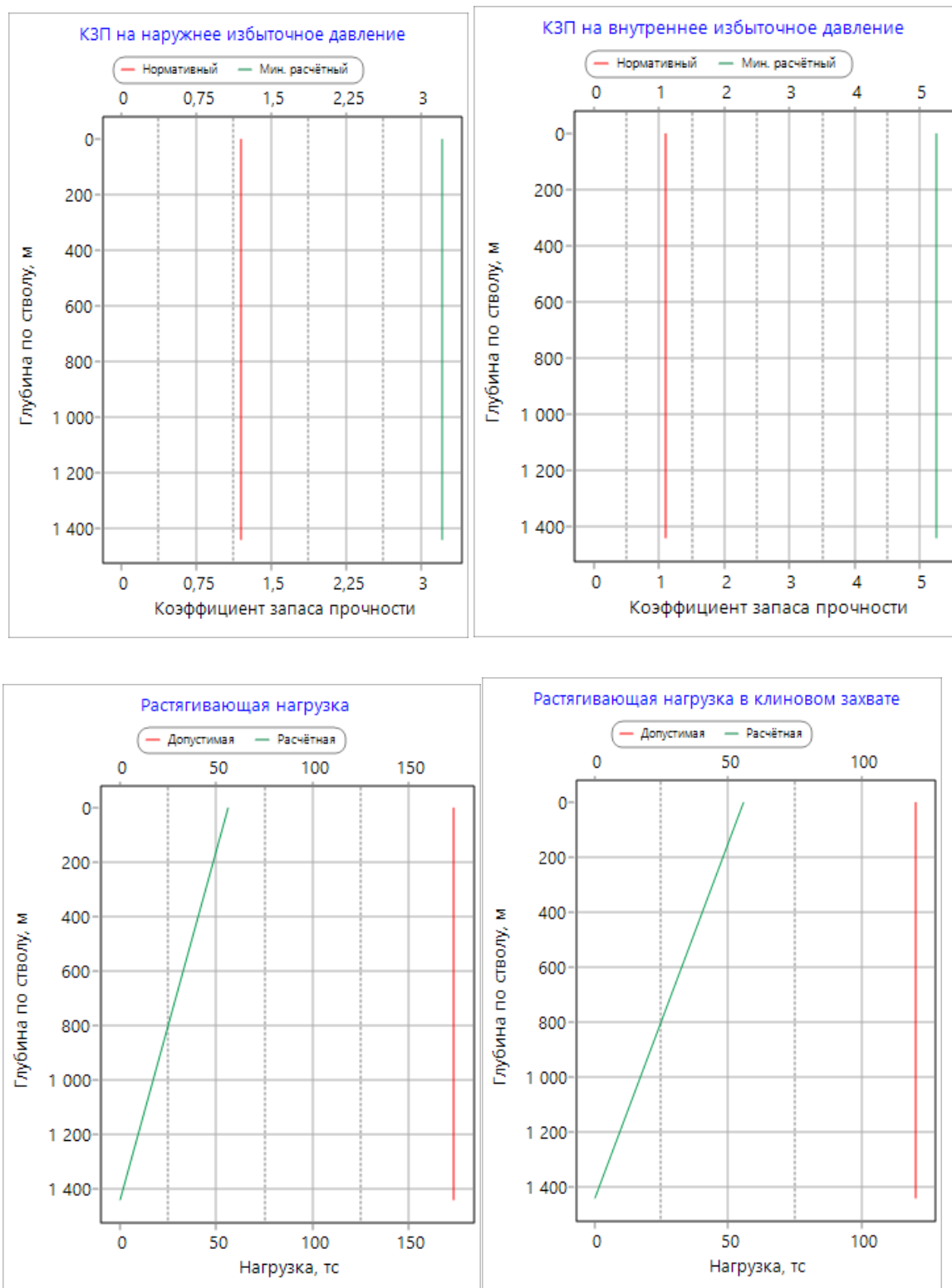


Рис. 9.2 - Эпюры избыточных давлений для колонны Ø177.8мм

РАСЧЕТ
Коэффициенты запаса прочности обсадная колонна [Кондуктор]
КЗП / НАГРУЗКИ

Секция			КЗП (наружное давление)		КЗП (внутреннее давление)		Нагрузки, т				Макс. инт. искрив., град/10 м	КЗП (растяжение)		
описание	от (ствол), м	до (ствол), м	норм.	расчёт	норм.	расчёт	допуст. при растяж.	допуст. в клин. захвате	расчёт.	расчёт. (натяж.)		норм.	расчёт . по резьбе	расчёт. по телу
БАТРН 244,5х8,94 J- 55	0	350	1,125	3,618	1,100	1,57	165,65	126,56	18,66	-	0,000	1,750	>10	>10

Испытание обсадной колонны на герметичность (Опрессовка)

Показатели	Секции				
Описание секции	БАТРН 244,5х8,94 J- 55				
Максимальное внутреннее давление при закрытии устья после замещения бур. раствора пластовым флюидом, РвЗ	14,06				
Наружное давление, $P_{H2} = 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot Z$ при $\gamma_{ГС} = 1,1 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$	0,00				
Внутреннее давление, при котором напряжения в теле труб достигают предела текучести, Рт	24,22				
Внутреннее избыточное давление при испытании колонны в один прием без пакера, $R_{опиZ} = 1,1 \cdot P_{вy} + 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot Z - P_{H2}$	15,46				
КЗП (внутреннее избыточное давление)	1,57				
Давление гидроиспытания труб на поверхности до спуска в скважину, МПа					
Минимальное необходимое, $R_{оптMIN} = 1,05 \cdot R_{опиZ}$	16,24				
Максимально допускаемое, $R_{оптMAX} = R_t / n'$ при $n' = 1,1$	22,01				

РАСЧЕТ
Коэффициенты запаса прочности обсадная колонна
[Эксплуатационная]
КЗП / Нагрузки

Секция			КЗП (наружное давление)		КЗП (внутреннее давление)		Нагрузки, т				Макс. инт.	КЗП (растяжение)		
описание	от (ствол), м	до (ствол), м	норм.	расчѐт.	норм.	расчѐт.	допуст. при растяж.	допуст. в клин. захвате	расчѐт.	расчѐт. (натяж.)	искрив., град/10 м	норм.	расчѐт. по резьбе	расчѐт. по телу
БАТРН 177,8х9,19 N- 80	0	1440	1,200	3,208	1,100	5,25	173,07	120,31	55,74	69,89	2,020	1,750	5,434	4,914

Испытание обсадной колонны на герметичность (Опрессовка)

Показатели	Секции				
Описание секции	БАТРН 177,8х9,19 N- 80				
Максимальное внутреннее давление при закрытии устья после замещения бур. раствора пластовым флюидом, РвZ	14,61				
Наружное давление, $P_{H_z} = 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot Z$ при $\gamma_{ГС} = 1,1 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$	0,00				
Внутреннее давление, при котором напряжения в теле труб достигают предела текучести, Рт	49,90				
Внутреннее избыточное давление при испытании колонны в один прием без пакера, $R_{опиз} = 1,1 \cdot P_{вz} + 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot Z - P_{H_z}$	9,50				
КЗП (внутреннее избыточное давление)	5,25				
Давление гидроиспытания труб на поверхности до спуска в скважину, МПа					
Минимальное необходимое, $R_{оптmin} = 1,05 \cdot R_{опиз}$	9,97				
Максимально допускаемое, $R_{оптmax} = P_t / n'$ при $n' = 1,1$	45,37				

Примечание: Расчеты применяемых технологий строительства скважины произведены с использованием программного обеспечения «Бурсофтпроект» с учетом отечественного и мирового опыта строительства скважин.

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	4020	4020	339,7	Батресс	J-55	9,65	>10	2.51	>10
3	1	1	0	350	350	18655	18655	244,5	Батресс	J-55	8.94	3.61	1,53	>10
4	1	1	0	1440	1440	55728	55728	177,8	Батресс	N-80	9,19	2,64	3,11	5,03

Примечания:

1. Корректировка интервалов спуска колонн и их секций допускается по результатам бурения и данным ГИС.
2. Допустимо применение обсадных труб и их соединений по стандарту 5СТ АНИ или фирменных с аналогичной характеристикой, а также обсадных труб из стали других групп прочности и толщин стенок, при условии обеспечения ими нормативных коэффициентов запаса прочности на растяжение, а также избыточные давления и отвечающих условиям эксплуатации скважины.

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;	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным допуском
1	2	3	4	5
Батресс	339,7 х 9,65 – J-55	4020	4221	4432
Батресс	244,5х8,94 – J-55	18655	19587	20567
Батресс	177,8 х 9,19 – N-80	55728	58514	61440

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	Направление Ø 339,7мм	1	Башмак колонный БК-340	ОСТ 39-011-87	98	-	50	1	1	98
			Обратный клапан ЦКОДМ-339,7-1	ТУ 39-01-08-232-77	77	-	41	1	1	77
			Пробка продавочная ПП 324х351	ТУ 39-1086-85	25	-	-	1	1	25
2	Кондуктор Ø 244,5мм	1	Направляющий башмак БК-244,5	ОСТ 26-02-227-71	53	-	350	1	1	85
			Муфта с обратным клапаном ЦКОД-245-2	ТУ 39-01-08-282-77	65	-	338	1	1	77
			Центратор типоразмера ЦЦ-245/305-311-1	ТУ 39-01-08-283-77	15	0	350	10	10	150
			Пробки продавочные ПРП-Ц-Н-В-219х245	ТУ 39-01-268-76	9,5	-	-	2	2	19
3	Эксплуатационная Ø 177,8 мм	1	Направляющий башмак БК-177,8	ОСТ 26-02-227-71	32	-	1440	1	1	32
			Муфта с клапаном обратн. ЦКОД-1	ТУ 39-01-08-281-77	25	-	1416	1	1	25
			Центратор ЦЦ-178/216-222-1	ТУ 39-01-08-283-77	13	0	350	4	34	442
						350	1440	30		
			Турбулизаторы ЦТ 178/212-216	ТУ 39-01-08-284-77	4,5	350	1440	30	30	135
			Муфта ступенч. цементир. МСЦ 1-178	ТУ 39-01-08-284-77	75	-	750	1	1	75
			Цементировочные пробки тип ПРП-Ц-178х194	ТУ 39/5-329-74	4	-	-	2	2	80

Примечание: 1. Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов АНИ.
 2. Количество и интервал установки центраторов и турбулизаторов должен быть откорректировано по результатам геофизических исследований для облесения 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 244,5 мм	1	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	350	0,4-0,6	350	350	150	1цикл	35-40
2	Эксплуатационная Ø177,8 мм	1	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	1440	0,3-0,5	1440	1440	850 1440	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	Раз-дельно спус-каемой части	Цемент-ного 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 244,5 мм	1	1,07	1,07	158	11,8	-	-	-	1	166
2	Эксплуатационная Ø177,8 мм	1	1,03	1,03	160,7	-	-	-	-	1	170

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	Направление Ø 339,7 мм	Прямой	1	0	50	-	1	5	Тампонажный Продавочный	0	50
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	Прямой	1	0	350	-	1	10	Буферный Тампонажный Продавочный	0	350

Продолжение таблицы 9.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	Эксплуатационная Ø178,7мм	2-х ступенчатый	1	0	1440	750	1	20	Буферный Тампонажный1 Продавочный	750	1440
							2	-	Буферный Тампонажный 2 Продавочный	0	750

Примечание: - Качество цементирование 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	Направление Ø339,7мм	1	1	Буферный	1.0	1,01	-	-	105	16
				Тампонажный	1.88	1,81	20-25	75-100		
				Продавочный	1.7	1,10	-	-		
2	Кондуктор Ø244,5мм	1	1	Буферный	5,0	1,01	-	-	180	24
				Тампонажный	12.1	1,83	20-25	75-100		
				Продавочный	13.75	1,19	-	-		
3	Эксплуатационная Ø177,8мм	1	2	Буферный	5,0	1,03	-	-	240	72
				Тампонажный 2	12,35	1,83	20-25	75-100		
				Продавочный	14.9	1,20	-	-		
			1	Буферный	8,0	1,03	-	-	240	72
				Тампонажный 1	11.27	1,89	20-25	75-100		
				Продавочный	27.4	1,20	-	-		

Примечания: Объемы тампонажных растворов определены с учетом среднего коэффициента кавернзности, 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	Направление Ø 339,7 мм	1	1	Буферная	Вода тех	1,03	1030
				Тампонажный	Цемент ПЦТ-G-CC-I	3,15	1284
					Ускоритель схватывания Хлористый кальций CaCl ₂	2,51	0,4-0,6% к объему тампонажный р-ру
					Вода техническая	1,03	642
				Продавочный	Буровой раствор	1,10	-
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	1	1	Тампонажный	Цемент ПЦТ-G-CC-I (ПЦТ-100)	3,15	1280
					Понизитель фильтрации	1,17	0,15-0,6% к объему тампонажный р-ру
					Вода техническая	1,03	640
				Продавочный	Буровой раствор	1,07	-
3	Эксплуатационная Ø177,8мм	1	1	Буферный	Вода тех	1,03	1030
				Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	3,18	1385
					Замедлитель схватывания	1,50	концентрации подбирается индив.
					Вода техническая я	1,03	695
				Продавочный	Буровой раствор	1,20	-
			2	Буферный	Вода тех	1,03	1030
				Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	3,18	1385
					Замедлитель схватывания (НТФ)	1,36	концентрации подбирается индив.
					Вода техническая я	1,03	695
				Продавочный	Буровой раствор	1,20	-

- Примечание:** 1. Количественный и качественный (рецептура) состав добавок определяется по фактическому состоянию ствола скважины перед цементированием по результатам лабораторных исследований сервисной компании;
2. Допускается использование химических реагентов других фирм-производителей (отечественных и зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору.
3. Концентрация добавки для замедления схватывания цемента подбирается индивидуально, в соответствии с техническими условиями

Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементируемых 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 цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (бурового насосов), л/с	Давление, кгс/см ²		Объем порции на данном режиме	В данном режиме	Настоящее 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 направление	Буфер Тампонаж	ЦА-320М	Закачка	1	127	IV	29	60	0,5	1,0	5,0	5,0
					2СМН-20	Затворение	1	127	III-IV	29	100	-	2,53	25,0	30,0
					ОСР-20	Закачка	2	127	III-IV	29	60	-	1,88	23,0	53,0
					-	Сброс пробки	1	-	-	-	-	-	-	5,0	58,0
				Продавка	ЦА-320М	Продавка	2	127	III-IV	29	60	-	1,7	23,0	81,0
					ЦА-320М	«Стоп»	1	127	II	4,3	190	34,5	1,0	2,0	83,0
2	1	1	Цементирование кондуктор	Буфер Тампонаж	ЦА-320М	Закачка	1	127	IV	29	60	0,5	5,0	5,0	5,0
					2СМН-20	Затворение	1	127	III-IV	29	100	-	16,3	35,0	40,0
					ОСР-20	Закачка	2	127	III-IV	29	60	-	12,1	31,0	71,0
					-	Сброс пробки	1	-	-	-	-	-	-	5,0	76,0
				Продавка	ЦА-320М	Продавка	2	127	III-IV	29	60	-	13,8	41,0	117
					ЦА-320М	«Стоп»	1	127	II	4,3	190	34,5	2,0	3,0	120,0

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	2	115	III	31,6	117	-	15,7	33,0	41,0
					ОСР-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж 1	ЦА-320М	Закачка	2	115	III	31,6	117		11,77	30,5	71,0
					1БМ-700	Закачка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Сброс пробки		-	-	-	-	-	-	-		5,0	76,0
				Продавочная	ЦА-320М	Продавка	8	115	III	31,6	117	-	27,8	35,0	111,0
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	II	4,1	273	218	3,0	3,0	114,0
		Сброс шара (бомбы)		-	-	-	-	-	-	-		5,0			
		Открытие портов МСЦ		-	-	-	-	-	-	-	-	5,0	10,0		
		Промывка до выхода б/р-ра		Промывка		-	-	-	-	-	-	-			
		Буферная		ЦА-320М	Закачка	1	115	V	18,3	50	4,2	5,0	8,0	8,0	
		Затворение		2СМН-20	Затворение	2	115	III	31,6	117	-	16,61	36,0	44,0	
	ОСР-20			Затворение	1	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Тампонаж 2	ЦА-320М		Закачка	2	115	III	31,6	117		12,35	30,5	74,5		
		1БМ-700		Закачка	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Сброс пробки			-	-	-	-	-	-	-	-	5,0	79,5		
	Продавка	ЦА-320М		Продавка	8	115	III	31,6	117	-	14,9	33,5	113,0		
		ЦА-320М		«Стоп»	1	115	II	4,1	273	195	3,0	2,0	115,0		

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

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементируемых агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал цементирования		Номер схемы обвязки цементируемой колонны	Потребное количество										
						Основные ЦА								Дополнительные ЦА		
			От, (верх)	До, (низ)		Тип	Всего	в том числе на:						Тип	Всего	Резерв
								Затворе- 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	350	1	ЦА-320М	2	-	-	1	1	-	-	-	-	-
3	1	1	750	1440	1	ЦА-320М	6	-	-	3	3	-	-	-	-	-
		2	0	750	2	ЦА-320М	6	-	-	3	3	-	-	-	-	-

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

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	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	Затворение	Продавочная
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	350	2СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	1	1	750	1440	2СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		2	0	750	2СМН-20	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

Таблица 9.15-Потребное количество цементирующей техники для цементирования обсадных колонн

№ пп	Название или шифр	Потребное количество				
		№ колонн				Суммарное на скважину
		Ø 339,7	Ø 244,5	Ø 177,8		
				Тамп 1	Тамп 2	
1	2	3	4	4	5	6
1	Цементирующий агрегат ЦА-320М	2	4	6	6	18
2	Смесительная машина СМН-20	1	1	1	1	4
3	Блок -манифольда БМ-700	1	1	1	-	4
4	Осреднительная емкость ОСР-20	-	-	1	-	1
5	Станция контроля цементирования СКЦ-2М	-	-		1	1

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 измерен ия	Потребное количество				
				Номера колонн				Суммарное на скважину
				0-50	0-350	0-1440		
						Тамп 1	Тамп 2	
1	2	3	4	5	6	10	11	12
1	Цемент ПЦТ I(II)-50	ГОСТ 1581-19	тн	2,53	12,1	12,35	15,66	42,64
2	Цемент ПЦТ I-G-CC-1	API 10A ГОСТ 1581-19	тн	-	-	-	-	-
3	Ускоритель (CaCl ₂)	ГОСТ 450-77	кг	25,4	-	-	-	25,4
4	Понижитель фильтрации	Импортная	тн	-	35,4	-	-	35,4
5	Замедлитель схватывания	Импортная	кг	-	19,5	35,4	56,4	166,1
6	Вода техническая для затворения	Местная	м3	1,39	8,97	9,1	8,6	28,03
7	Вода техническая для буфера	Местная	м3	1,0	5,0	5,0	8,0	19,0

Примечание: 1. Допускается использование цементов марки ПЦТ I-G-CC-1 или марки “G” других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-19 и стандарта API 10A;
 2. Допускается использование других аналогичных хим. реагентов различных фирм – производителей (отечественных или зарубежных).

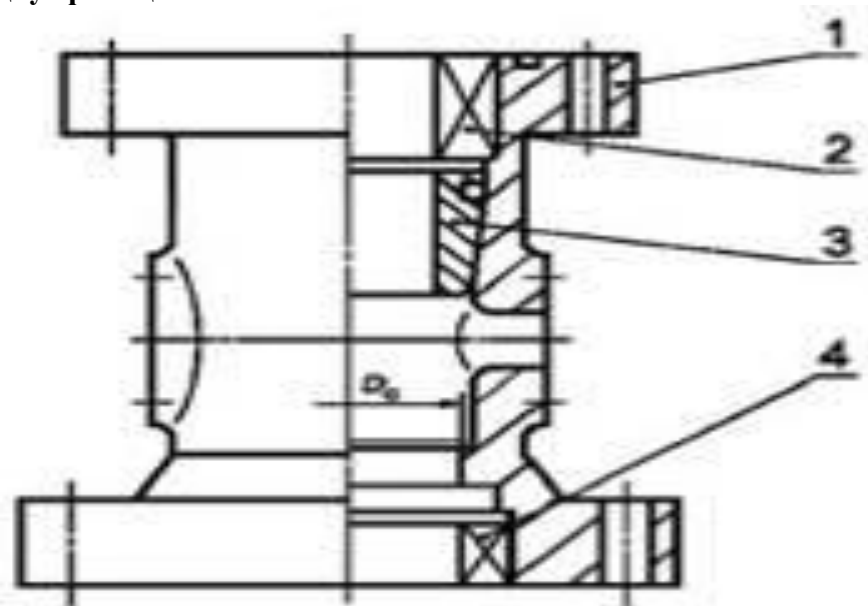
9.4 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, МПа
п/п	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	32	158,0	-	ОКК2-35-178x245x340 ОП45-350x21 ПУГ 13 5/8x21 2ППГ 13 5/8x21	ГОСТ 30196 -2001 ГОСТ 13862 -2003 ГОСТ 13862 -2003	1 1 1	35,0 35,0 35,0
3	Эксплуатационная Ø177,8 мм	-	160,7	-	Фонтанная арматура АФК2Э – 65x35 К1	ГОСТ 13846 – 2003	1	35,0

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;

Колонную головку ОКК2-35-178×245×340 по количеству стволовых фланцев, двухфланцевая - тип ГК2



Двухфланцевая колонная головка:

- 1 – корпус; 2 – верхний уплотнитель;
3 – трубодержатель;
4 – нижний уплотнитель

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, согласно п.473 «Правил промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

- Колонные головки монтируются без применения сварных соединений.
- По способу монтажа колонные головки подразделяются на:
 - монтаж фланца на внутренней резьбе (с применением или без подгоночного патрубка);
 - монтаж колонного фланца на наружной резьбе;
- Поддержания гидростатического давления в скважине в процессе подъема бурильного инструмента, осуществляется контролируемый долив бурового раствора соответствующей плотности.

Объем вытесняемого из скважины бурового раствора контролируется с учетом объема металла труб, технологического расхода бурового раствора и сопоставляется с графиком долива скважины, согласно п.935 «Правил промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

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-камня: высокая седиментационная устойчивость, нулевое водоотделение; пониженная водоотдача ($<50 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ 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 буровых труб, оборудованную в нижней части 73 мм НКТ длиной, равной высоте моста $\pm 30 \text{ м}$, 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:

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

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

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

- $V_{62} = V_{62} d_2/D_2 - d_2^2$

- 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 геофизическим и исследованиям и)	Затраты времени на испытание									ПЗР т.2 СНВ на ПГИ
номер	глубина		для буровой организации						для геофизической организации			
			нормативное время, ч.					всего на объект	нормативное время, ч.		всего на объект	
			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	испытание (опробовани е) 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 серо-водорода		Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	1440	73	EUE	N-80	5,51	9,67	1440	13,54	14,2	-	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	
			процесса операция	суммарная по объекту
1	2	3	4	5
5	Подготовительные работы перед испытанием объекта	ССНВ таб.22	0,1	0,1
	Шаблонирование эксплуатационной колонны	ССНВ таб.22	0,2	0,3
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЕНВ§29	0,3	0,6
	Перфорация обсадной колонны	ССНВ таб.22, графа 7	0,7	1,3
	Вызов притока, ПЗР к спуску и спуск НКТ, установка ФА	ССНВ таб.22, графа 5	1,3	2,6
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду	ЕНВ	0,3	2,9
	Вызов притока, освоение, очистка ПЗП	ССНВ таб.22, графы 6	0,6	3,5
	Освоение, очистка забоя и гидродинамические исследования	ССНВ таб.27, графа 2, п. 3.2	1,5	5,0
	Суммарная по объекту		25,0	

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

Номер объекта	Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работы
			тип	Кол-во	ч
5	1	2	3	4	5
	Опрессовка НКТ	ЕНВИ § 17	ЦА-320	1	5,0
	Опрессовка колонны, колонной головки и ФА	ЕНВИ §§ 26	ЦА-320	1	3,5
	Смена раствора на перфорационную жидкость	ЕНВИ §§ 30	ЦА-320	1	5,4
	Вызов притока	ЕНВИ §§ 32,38,34	ЦА-320	1	3,8
	Замена перфорационной жидкости на воду	ЕНВИ §§ 29 (а), 30	ЦА-320	1	2,84

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

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

Номер объекта	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Концентрация кг/м ³	Единица измерения	Потребное количество
5	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
	Карбоксиметилованный 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	100,0

Примечание: – Перед освоением скважины обеспечить запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины без учета объема раствора, находящегося в скважине, запас материалов и химических реагентов, согласно плана организации работ на освоение скважины.

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	1440	60	СБТ 127 x9,19	141	Трубные и замковые резьбы, УБТ, и переводники	2,4	16,92
		45	УБТ-165,1	8,1		2,4	0,97
			ТБТ -127,0	3,9		2,4	0,47

Таблица 11.2-Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии:

1	2	3
Талевый блок	Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвески серьги Крюк, боковые рога, штроп, карманы корпуса	1 раз в год
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 11.3 - 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 Ø244,5 мм	Кондуктор совместно с ПВО	350	ЦА-320	1	158	ЕНВБ§ 109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	350	ЦА-320	1	11,8	ЕНВБ§ 112	1,53
Эксплуатационная Ø177,8 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК2- 35-178x245x340	1440	ЦА-320М	1	160,7	ЕНВБ§ 112	1,35
	Фонтанной арматурой АФК2Э – 35 х 65, К1	585	ЦА-320М	1	160,7	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 11.4 - 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	Магнито – 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 и обоснование бурового оборудования

Основными критериями выбора буровой установки являются: глубина скважины, спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность, эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Исходя из этого, для строительства проектных скважин глубиной 1440 м, при максимальном весе: бурильной колонны – 60,9 т, обсадной колонны – 54,18 т, а также, исходя из наличия буровых установок у Бурового Подрядчика, выбраны буровые установки «ZJ30» с ВСП, максимальной грузоподъемностью 180 т соответственно.

Буровая установка располагается на стационарном основании, оснащается средствами проветривания рабочей зоны площадки буровой, подвышечного пространства и помещений буровой, включая помещения насосного блока и очистки бурового раствора, необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения.

Система приготовления, циркуляции и приготовления бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора, и обеспечивает высокую очистку бурового раствора выбуренной породы. В холодное время буровая обогревается электрическим паровым котлом.

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.

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» - выбор типа буровой установки производится, исходя из максимально допустимой рабочей нагрузки на крюке от веса бурильной колонны в воздухе или веса наиболее тяжелой обсадной колонны и ее секции. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40%.

Расчёт.

Определяем максимальную нагрузку:

$$Q=(G+P)$$

где G - вес наиболее тяжелой колонны; P - 40% от веса бурильной колонны.

Вес эксплуатационной колонны:

$$Q_{\text{эксп}} = 55,728 + 22,29 = 78,018 \text{ тн}$$

Вес бурильной колонны с УБТ

$$G_{\text{б.к.}} = G_{\text{б.т.}} + G_{\text{у.}} = L_{\text{б.}} \cdot q_{\text{б.}} + L_{\text{у.}} \cdot q_{\text{у.}}$$

где $L_{\text{б.}}$ и $L_{\text{у.}}$ - длина бурильных труб и УБТ, м; $q_{\text{б.}}$ и $q_{\text{у.}}$ - вес бурильной колонны и УБТ.

$$G = 60,9 \text{ т}$$

Из приведенного расчёта следует, что наибольшую нагрузку БУ будет испытывать максимальный вес бурильной колонны и УБТ.

Определяем максимальные нагрузки отвеса бурильной колонны с учётом расхаживания:

$$G = 60,9 + 24,36 = 85,26 \text{ тн}$$

Для данной скважины более рациональным будет использование буровой установки ZJ20, ZJ30 поскольку нагрузка (в МН) от веса наиболее тяжелой обсадной колонны, меньше максимальной грузоподъемности БУ. $85,26 < 180$

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	№ 215

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	Засыпка грунта для строительства подъездной дороги механизированным способом, к скважине	1000 м ²	1	-
2	Засыпка щебня под оборудование	100 м ²	1	2,4
3	Укладка бетонных панелей под оборудование на скважину	шт	1,2	10
4	Планировка площадки механизированным способом а) при монтаже б) при демонтаже	1000 м ³ - ” -	1 - ” -	9 9
5	Рытье траншей экскаватором глубиной 1м с обратной засыпкой бульдозером	100м	1	10
6	Рытье траншеи (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
7	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100м ³	1	1,76
8	Обваловка площадки ГСМ (15м х2+35мх2) х 1,25м с перемещением грунта до 10м	100м ³	1	1,25
9	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	1	0,9
10	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	1	0,44
11	Пожарные стояки (гидранты)	шт	1	2
12	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	1	4
13	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	1	4
14	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	1	4
15	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	1	2

СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

16	Установка полукруглых емкостей V=50+40м ³ для шлама	Ем- кость	1	2
17	Бурение скважины производиться безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м ³ для каждой скважины.	100м ³	1	2

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	№ 215	1
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	Арман	ZJ20, ZJ30 (и др. аналогичные буровые установки)	Дизель- электрический	Первичный/повторный

12.2 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования**12.6 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования «ZJ20»**

№№ 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 «ZJ 20» Грузоподъемность: номинальная - 147 т						
1	Агрегатно-вышечный блок. В том числе:	тягач	тягач	к-т	- "-	1	в комплекте
1.1	- Вышка корпусная JJ147/35 высотой 35м	тягач	тягач	к-т	1:2	1	в комплекте
1.2	- Кронблок ТС-147, грузоподъемность – 137 тн	тягач	тягач	- "-	1:2	1	в комплекте
1.3	- Талевый блок YC-147, г/п--147 тн	тягач	тягач	- "-	1:2	1	- "-
1.4	- Крюкоблок DG-147, г/п-147 тн	авт./тр	авт./тр	- "-	1:2	2	- "-
2	Ротор ZP-205	авт./тр	авт./тр	- "-	1:2	1	кран-10 тн,
3	Вертлюг SL147, 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	тягач	тягач	- "-	1:2	1	- "-
12	Подсвечник для бурильных труб	тягач	тягач	- "-	1:2	1	- "-
13	Шурф для сборки бурильных труб	тягач	тягач	- "-	1:2	1	- "-
14	Шурф для квадрата			к-т	1; 2	1	- "-
15	Вспомогательная лебедка грузоподъемностью XJFH-5/35-5тн.	тягач	тягач	- "-	- "-	2	- "-

1	2	3	4	5	6	7	8
14	Шурф для квадрата			к-т	1; 2	1	- "
15	Вспомогательная лебедка грузоподъемностью XJFH-5/35-5тн.	тягач	тягач	- "	- "	2	- "
16	Металлические полы рабочей площадки 13мх13,9 м			- "	- "	2	- "
17	Металлическое подвышечное основание DZ315/7,5-7,5 м - высота			- "	- "	1	- "
18	Лебедочный блок, в том числе:			- "	- "	1	- "
18.1	Буровая лебедка мощность N-650 кВт	тягач	тягач	- "	- "	1	- "
18.2	Вспомогательный тормоз FWDS 50			- "	- "	1	- "
18.3	Электрический двигатель для привода лебедки	тягач	тягач	- "	- "	2	- "
18.4	Автомат подачи долота	авт./тр.	авт./тр.	- "	- "	1	- "
18.5	Панель управления двигателями ротора и лебедки	- "	- "	- "	- "	- "	- "
18.6	Автоматический аварийный электротормоз/клапан	- "	- "	- "	1:2	1	- "
19	Электростанция	- "	- "	компл	1:2	1	- "
19.1	Дизель-генераторная с мощностью 200 кВт	- "	- "	- "	1:2	1	- "
19.2	Аварийный электропривод мощностью 100 кВт	- "	- "	- "	1:2		- "
19.2.1	Дизельный двигатель CAT-18. N-522 кВт	- "	- "	- "	1:2	2	- "
19.2.2	Электрокомпрессорный блок	- "	- "	- "	1:2	2	- "
19.2.3	Воздухосборник GB 150-98 с устройством для осушки воздуха JAD-60N	- "	- "	- "	1:2	1	- "
20	Количество и мощность бурового насоса, кВт (л.с.). Модель бурового насоса F-800 588 (800) -2шт	- "	- "	- "	1:2	2	Совместно с блоком
21	- всасывающая линия низкого давления – 254 мм	- "	- "	- "	1:2	3	- "
22	Задвижки низкого давления на всасывающей линии -254 мм	- "	- "	- "	1:2	6	- "
23	Линия высокого давления – для подачи бурового раствора от насосов в скв. /манифольд бур. насосов/с зажимами для крепл.	- "	- "	- "	1:2	1	- "
24	Задвижки высокого давления на манифольде бур. нас. – 5 шт.	- "	- "	- "	1:2	7	- "
25	Циркуляционная система, в том числе:	- "	- "	- "	1:2	-	- "
25.1	Выкидная линия –GW-2S1/скважина-вибросито	узел	- "	- "	1:2	10м	- "
25.2	Емкость для приготовления бур.р-ра, V = 20 м3	- "	- "	- "	1:2	1	- "
25.3	Механический перемешиватель с эл.двигателем N-15kW	- "	- "	- "	1:2	1	- "
25.4	Гидравлический перемешиватель-воронка	узел	- "	- "	1:2	2	- "
25.5	Емкости резервные V=100 м3 для запаса бур.р-ра с металл.ходами	- "	- "	- "	1:2	2	- "
25.6	Емкости рабочие 1745 баррелей и V=100м3 для запаса бур.р-ра с металл.ходами и огражд., в том числе:	- "	- "	- "	1:2	3	- "

1	2	3	4	5	6	7	8
25.7	Механический перемешиватель с эл.двигателем N-15kW		- "-	- "-	1:2	1	- "-
26	Вибросито Derrick ZPTS-II	кр блое	- "-	- "-	1:2	1	- "-
27	Илоотделитель ZCQJ100x2	- "-	- "-	- "-	1:2	1	- "-
28	Пескоотделитель ZQ1300x2	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
29	Дегазатор ZCQ-240	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
30	Гидроворонки –СГМ-100М	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
31	Объем отстойника V – 20 м3	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
32	Емкость доливная V – 50 баррелей с центробежным насосом	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
33	Обвязка емкостей трубопроводами/доливная, воды, топливная	узел	- "-	- "-	- "-	1	- "-
34	ПВО в том числе:	агр	- "-	- "-	- "-		- "-
34.1	Противовыбросовое оборудование (аналог ОП 32 – 280/80x35x21 ГОСТ 13862-2003):	- "-	- "-	- "-	- "-		- "-
34.2	Универсальный превентор (кольцевой) на 210 атм.	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
34.3	Превентор плащечный на 210 атм.	- "-	- "-	- "-	- "-	2+1	- "-
134.4	Панель управления	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
34.5	Дублирующая панель управления	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
34.6	Задвижка JG-35-10 шт с гидравлическим управлением	- "-	- "-	- "-	- "-	10	- "-
34.7	Задвижка с ручным управлением JLK-70B, JLKY65-70	- "-	- "-	- "-	- "-	2	- "-
34.8	Штуцерный манифольд с батареей задвижек и с регулируемыми штуцерами JY-79A	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
34.9	Линия глушения YG-35-103. Дросселирования JG-35-103	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
34.10	Гидравлические линии к пультам управления ПВО – FKQ800-7	- "-	- "-	- "-	- "-	1	- "-
35	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.	узел	- "-	- "-	1:2	8	- "-
36	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	8	- "-

12.7 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования "ZJ30"

№№ 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 «C-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 УС-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	Стояк 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 подвышечное 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	- "-

СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

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 блое	- "-	- "-	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	- "-

Таблица 12.8 - 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	выпечное 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 12.9 - Объем работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Количество
1	2	3	4
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью	площадка	1
3	Обшивка подвышечного основания синтетической тканью	осн	1
4	Сарай (навес для бур. насоса с приводом 8 м×4,0 м×2,6 м (каркас металл., обшивка синтетической тканью	сарай	1
5	Сарай для котельной 2,5 м×4 м×3 м обтянут синтетической тканью	-"-	1
6	Лестницы на буровой установке согласно схеме:	-"-	-"-
6.1	- для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	лестница	1
6.2	- для прохода с рабочей площадки на поверхность земли	-"-	1
6.3	- для прохода с платформы на поверхность земли	-"-	2
6.4	- для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	-"-	2

Примечание: Монтаж помещений, электромонтаж и обвязка трубопроводами указанных объектов производится до начала строительства скважины.

Таблица 12.10 - Объемы работ при использовании специальной установки «УПА-60/80» 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 х2м 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 х15 х 1м	м	"-	"-	- - // - -
11	Агрегат УПА-60/80	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-60/80	шт.	"-	4	- - // - -
16	Дизель генератор 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 12.11 - 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 (включая площадку для станка)	Бурение и крепление	Испытание		
					всего	В открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
-	79	7	7	40	25	-	Общее время испытания 5– ми объектов составляет 25 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	Направление	1	0	50	-	1,0	-
2	Кондуктор	1	50	350	-	6,0	-
4	Эксплуатационная	3	350	1440	28	-	-
Итого:		5,0				35	

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	Наименова- ние 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

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 противозумные «Беруши» или противозумные 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 СН ₄ на 8 точек	Импортные	1
8	Газоанализатор Н 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.), Н 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 СО 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

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 изменении 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.

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.

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, противодонных 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 изменениями, внесенными Законом РК от 01.07.2018г)	Закон РК от 11.04.2014г №188-V
3	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих горные и геологоразведочные работы	Утв. Министра по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014 года № 352
4	Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
5	Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана	Приказ Министра энергетики РК от 22 мая 2018года № 200
6	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно опасным объектам»	Приказ Министра национальной экономики РК от 27.03.2015г №260
7	Санитарно-эпидемиологические требования систем вентиляции и кондиционирования воздуха, очистке и дезинфекции	Утверждены приказом Министра МИР РК от 9.12.2015г №758
8	Правила обеспечения промышленной безопасности для хвостовика и шламовых хозяйств опасных производственных объектов	Утверждены Министром национальной экономики РК от 30.12.2014г №349
9	Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности	Приказ Министра национальной экономики РК от 20.03.15г №236
10	Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам по обслуживанию транспортных средств и пассажиров»	Утверждены Министром национальной экономики РК от 27.02.2015г №156
11	Об утверждении санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»	Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27.03.2015г №261
12	Правила гигиенического обучения группы населения и гигиенического обучения население	Постановление Правительства РК от 24.06.2015г №444
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания»	Приказ Министра национальной экономики РК от 19.03.2015г №234
14	Кодекс республики Казахстан о здоровье народа и системе здравоохранения	№193-IV Закон РК от 18.09.2009г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.04.2016г)
15	Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства	Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02.2015г №177

16	Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания"	Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 23 апреля 2018 года № 186.
17	Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности"	Приказ и.о. Министра национальной экономики РК от 27 марта 2015 года №261.
18	Санитарно-эпидемиологические требования систем вентилиации и кондиционирования воздуха, очистке и дезинфекции	Утв. Министром национальной экономики РК от 9.12.2015 г № 758
19	Кодекс республики Казахстан о здоровье народа и системе здравоохранения	№ 193-IV ЗРК от 18 сентября 2009 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.04.2016 г.)
20	Правила обеспечения 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 национальной экономики РК от 20.03.2015г №236
22	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования работающего под давлением	Приказ Министра национальной экономики РК от 30.12.2014г №358
23	Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению производства и потребления	Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02.2015г №176
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 национальной экономики РК от 16.03.2015г №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 буровых 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. Оборудование противовыбросовые.	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	Объём 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 1356.7	80	нет	нет	нет	да	-	Мангистауской	-	-	-	-
Для хозяйственно питьевых нужд 148.62	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 хозяйтовых нужды (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 – 7,0 сут:

Столовая: 10 чел. X 36л x 7 сут = 2520л = 2.52 м³

Душевая: 10 чел. X 100 л x 7 сут = 7000 л = 7 м³

Питьевое: 10 чел. X 25 л x 7 сут = 1750 л = 1.75 м³ Итого: 11.27 м³

ПЗР – 7,0сут:

Столовая: 7 чел. X 36л x 7сут = 1764л = 1.764 м³

Душевая: 7 чел. X 100 л x 7сут = 4900 л = 4.9 м³

Питьевое: 7чел x 25л x 7 сут = 1225 л = 1.225 м³ Итого: 7.889м³

Бурение крепление – 40 сут:

Столовая: 14 чел. X 36л x 40 сут = 20160 л = 20.16 м³

Душевая: 14 чел. X 100л x 40 сут = 56000 л = 56 м³

Питьевое: 14 чел. X 25л x 40 сут = 14000 л = 14 м³ Итого: 90.16 м³

Испытание – 25 сут:

Столовая: 8 чел. X 36л x 25 сут = 7200 л = 7.2 м³

Душевая: 8 чел. X 100л x 25 сут = 20000 л = 20 м³

Питьевое: 8 чел. X 25л x 25 сут = 5000 л = 5 м³ итого: 32.2 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	19.159	-	-	19.159
2	Бурение и крепление	90.16	1356.75	50	1496.91
3	Испытание на продуктивность	32.2	100	-	132.2
4	Непредвиденные расходы 5%	7.1	-	-	7.1
5	Итого водопотребление	148.62	-	-	148.62
6	Итого водоотведение	118.896	-	-	118.896

Примечание:

Расход воды для технических нужд:

- приготовления бурового раствора (таблица 7.5) – 1356.75 м³
- цементирование (таблица 9.16): - 47.03 м³
- испытания (таблица 10.7): - 100 м³

Всего: 1386,8м³

2.2 Сведения об энергоснабжении**Таблица 2.2.1 – Электроснабжение**

Количество потребляемой электроэнергии	Заявление мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линии передачи эл/энергии		
	Системы эл/ снабжения буровой	Транс- форма- торов	Наименование (энергосистема, эл/станция и т.д.)	Расстоян ие до буровой км	ЛЭП, кВт	Подземный (подводный) кабель, км	Длина
1	2	3	4	5	6	7	8
-	-	-	Дизель- генератор буровой установки	-	ВЛ-6	-	-

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
Буровая установка ZJ-30				-	-	
Бурении и креплении	290,92	282,54	8,38			
УПА-60/80 при освоении объекта						
Испытание	81.78	79.42	2.36			

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: $2 \times 0,000001 \times 298 \times 354 \times 24 \times 40 = 202,54 \text{ т}$

Масло: $202,54 \times 0,032 \times 0,93 = 6,02 \text{ т}$

где: 0,000001 – перевод г в тонну:

298-расход г//кВт*ч.

40 –бурение крепление.

2 – количество дизелей.

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

Дизельное топливо: $: 0,000001 \times 208 \times 398 \times 24 \times 40 = 79,47 \text{ тн.}$

Масло: $79,47 \times 0,032 \times 0,93 = 2,36 \text{ т}$

где: расход топлива – 208 г/кВт*час

Всего: дизельное топливо $202,54 + 79,49 = 282,03 \text{ тн.}$

Масло: $6,02 + 2,36 = 8,38 \text{ тн.}$

УПА-60/80 при освоении объекта**Дизельный двигатель ЯМЗ-6581.10-06, N – 345 кВт (силовой);**

Дизельное топливо $0,000001 \times 200 \times 345 \times 24 \times 25 = 41,4 \text{ тн.}$

Масло: $41,4 \times 0,032 \times 0,93 = 1,23 \text{ т}$

где: 0,000001 – перевод г в тонну

Дизэлектростанция VOLVO PENTA TAD N=330 кВт - 1 комплекта;

Согласны паспортной характеристики расход топлива – 192 г/кВт.ч.

Дизельное топливо: $0,000001 \times 192 \times 330 \times 24 \times 25 = 38,02 \text{ тн.}$

Масло: $38,02 \times 0,032 \times 0,93 = 1,13 \text{ т}$

Всего: дизельное топливо $41,4 + 38,02 = 79,42 \text{ тн.}$

Масло: $1,23 + 1,13 = 2,36 \text{ тн.}$

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 железнодорожный 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									
-	Мангистауской областях Буровая	1 2	- -	Мангистауской областях 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 месторождение Арман 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 22 мая 2018 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 1385/1440м в скважину спускается и цементируется до устья 177,8 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 разведочным скважинам, пробуренным на месторождении Арман, 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 месторождении Арман, 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 МЭ РК №200 от 22.05.2018г).

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 месторождении Арман 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 177,8 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», от 30 декабря 2014 года № 355 и Законом РК «О гражданской защите» (г. Астана 11.04.2014г).

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 25 декабря 2015 года № 1019 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 четырёх 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 30.12.2014г №355.

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	ПА-ТЗ
2	Узел предварительного отбора газа, (депульзатор), выносной каплеуловитель, факел для аварийного сжигания газа, емкость - сборник	A	B-1a-B-1г	ПА-ТЗ
3	Трубопроводы нефти и газа. Дожимные насосные станции.	A	B-1a-B-1г	ПА-ТЗ
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	ПА-ТЗ
II. Сооружения технологического комплекса, размещаемые на ЦПС				
5	Центральный пункт сбора	A	B-1a-B-1г	ПА-ТЗ
6	Установка предварительного сброса пластовых вод	Д	II - III	Нормальная среда
7	Установка подготовки нефти (УПН)	A	B-1a-B-1г	ПА-ТЗ
8	Резервуарные парки	A	B-1a-B-1г	ПА-ТЗ
9	Узлы учета нефти	A	B-1a-B-1г	ПА-ТЗ
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 28 февраля 2015г №177 «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 эксплуатационная 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 Правительства Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №236, 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 30.12.2014г №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 30.12.2014г. №360	Воздухосборники, гидроаккумуляторы, баллоны, обвязка, манометры
3	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации, грузоподъем механизмов. Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №359	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 энергетики Республики Казахстан от 23 февраля 2015 года № 131	Все виды работ на объекте. Цикл строительства скважины
5	«Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» Утв. постановлением Правительства Республики Казахстан, от 28 марта 2015 года № 174.	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" от 28 февраля 2015 года № 177.	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 23 апреля 2018 года № 186.	----- « -----
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» Приказнациональной экономики РК от 20.03.15г.№236	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 24 июня 2015 года № 449	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 28.02. 2015 года №176	Оборудование, процессы, инструкции
14	Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам" от 27 марта 2015 года №260.	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/м ³ (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 28 марта 2015 года №174, * «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 (вышечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок и 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 национальной эканомики РК от 28.02.15г.№174, 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:	5шт
	Индивидуальный перевязочный пакет	10шт
	Бинты марлевые стерильные	5 пакетов
	Салфетки марлевые	5 пакетов (по 50
	Вата белая	гр.)
	Настойка йода 100 гр.	100 гр
	Жидкость Новикова (бриллиантовая зелень) 50 гр.	50 гр
	Нашатырный спирт в ампулах по 20 куб. см	20 куб. см
	(при применении смочить вату) 10 шт.	10 шт
	Валериановые капли 50 гр.	50 гр
	Капли желудочные, болеутоляющие 350 гр.	350 гр
	Борная кислота 50 гр.	50 гр
	Сода двууглекислая (питьевая сода) 50 гр.	50 гр
	Лейкопластырь	1пачка
	Вазелин 30 гр.	30 гр
	Валидол 2 пачки	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 28 февраля 2015 года № 177.

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 20марта 2015г №236 приказ Министра национальной экономики 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 национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 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, сосудах 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 резины 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 положения.

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

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

Требования к аварийным душам и пунктам для промывания глаз

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

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

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

Температура воды, подаваемой в аварийные души / пункты промыва глаз, должна быть примерно 24 0С (75 0F) но могут быть отклонения +/- 5,5 0С (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 ЗН56	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 редуктором, расходомером, маской	MATISEC	1
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 398 кВт.

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

Буровая установка ZJ20, ZJ30

- Дизельный двигатель «САТ» N=354 кВт - комплекта;
- Буровой насос F-1000 и мощность 735 кВт (л.с)
- 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 23 апреля 2018г. №186.

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 23 апреля 2018г. №186.), 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 патрубок, 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 вибросит, 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 1шт	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;

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 национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 177). 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 национальной экономики РК от 28.02.15г.№174), 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 национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 177).

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 Правительства РК от 20.03.15г №236).

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 м³/ч на человек	Расход			
	м³/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 открывающимися окнами, расположенными на расстоянии, превышающем пятикратную высоту помещений.

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

Нагревательные приборы в производственных помещениях с пылевыведениями надлежит предусматривать с гладкими поверхностями, допускающими легкую очистку.

Применение лучистого отопления с инфракрасными газовыми излучателями 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 воздух, подаваемого в помещения, должно быть предусмотрена:

в системах кондиционирования;

в системах воздушного душирования;

в системах, подающих воздух непосредственно в зону дыхания работающих (в шлемы, маски, щитки, защищающие голову или лицо, и др);

в вентиляционных системах при специальном обосновании, в частности, когда запыленность наружного и рециркуляционного воздуха превышает 30% допустимых концентраций пыли или, когда это требуется по технологическим требованиям.

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

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

- 14 °С при легкой физической работе;

- 12 °С при работе средней тяжести;

- 8 °С при тяжелой работе.

При отсутствии рабочих мест вблизи ворот (на расстоянии до 6 м), дверей и технологических проемов допускается понижение температуры воздуха этой зоне при их открывании до 5 °С, 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 количеств 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

Комплектность первичных средств пожаротушения на щите устанавливается ППБ РК-2006 и должна быть следующей:

Комплектность первичных средств пожаротушения на 1 щите устанавливается БПП РК-93 и должна быть следующей:

№.№ пп	Наименование инвентаря	количество
1	2	3
1	Щит, изготовленный согласно ГОСТ	1
2	Огнетушитель порошковый ОП-8(3)-ABCE	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

В насосном блоке должен находиться передвижной огнетушитель ОВП-100 (ОП-10).

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

- запрещение курения и разведения открытого огня в производственных помещениях, под основанием буровой, в вахтовом поселке;
- отведение для курения специально оборудованных мест вне буровой и вагон домиков вахтового поселка;
- наличие на объекте “Табеля боевого расчета” и тренировки вахт, инструктаж по ППБ;
- запрещение использования оборудования, инвентаря для всех работ кроме прямого назначения.

4.3 Противοфонтанная 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 30 декабря 2014 года № 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, противοфонтанной 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 виброситах;
- изменение температуры и реологии бурового раствора.

Признаки раннего обнаружения ГНВП при СПО устанавливаются по изменению величины доливаемого или вытесняемого бурового раствора:

- увеличение против расчетного объема вытесняемого бурового раствора при спуске 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).

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	+	+	-	-
--	---------	------	---	---	---	---

Ниже в таблице приведен перечень показателей, по которому можно получить исходную информацию (прямые и косвенные признаки) по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений.

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

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

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

Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

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

Третье сочетание признаков (слабое проявление):

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

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

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

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 5мин 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 грифонообразованием. В течение 10 минут исследовать состояние скважины, выяснить причину увеличения объема в приемных емкостях, определить параметры ГНВП, давление в бурильной колонне и затрубном пространстве, объем притока раствора. Приступить к подготовке для ликвидации ГНВП под руководством ответственного ИТР по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия и на основе карты глущения.

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

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 1385/1440м-86,2м³) 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 (выровнять свойства бурового раствора по всему циклу циркуляции) и скорости движения труб в скважине, следить за уровнем жидкости в кольцевом пространстве, контролировать разность объемов доливаемого или вытесняемого бурового раствора и металла извлекаемых или спускаемых труб. Запрещается вести подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб. При невозможности устранить сифон подъем труб проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемого и доливаемого объемов раствора. При невозможности устранить поршневание необходимо подъем производить с промывкой, вращением труб ротором и выбросом труб на мостки.

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

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

При наличии вскрытых проявляющих трещиноватых горизонтов, любые остановки при отсутствии в скважине бурильной колонны должны быть сведены к минимуму. В случае вынужденных остановок, при отсутствии в скважине инструмента, должно быть установлено постоянное наблюдение за устьем и обеспечена быстрая возможность герметизации устья на “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, наверх “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 навернуть «аварийную» трубу с шаровым краном и обеспечить непрерывное наблюдение за устьем скважины и возможность немедленного закрытия превентора. При ожидаемых остановках более 2-х часов должны быть приняты меры по спуску инструмента в башмак колонны.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Разрешение на проведение промыслово-геофизических работ дает руководство бурового предприятия по согласованию с противодонной службой после проверки комиссией состояния скважины (по результатам технологической остановки) и готовности БУ.

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

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

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности», от 30 декабря 2014 года № 355.

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.

В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых (+, - 10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА. Во время перфорации должно быть

установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

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

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

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

- использования пенных систем.

- Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством свабирования, использования скважинных насосов, нагнетанием инертного или природного газа производится в соответствии с инструкциями по безопасному ведению работ, разработанными предприятием.

- Работы по освоению скважины осуществлять после выполнения следующих работ:

- эксплуатационная колонна 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.

4.3.7 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 «СП Арман» 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 оснащенности;

- 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», утвержденным руководством ТОО «СП Арман».

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.

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 ТОО «СП Арман», оперативному дежурному местного специализированный противofонтанной 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 возможных 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 график (схема) оповещения.

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 ТОО «СП Арман».

- 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 противофонтанной 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 аварийные ситуации, угрожающих жизни и здоровью людей, работников геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.

4.3.8 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.

4.3.9 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, 0С;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м³;
- газосодержащие на выходе, %;

Средства технологического контроля должны позволять также производить анализ поровых давлений.

4.3.10 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.

4.3.11 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 – 1 шт, в насосном блоке – 2 шт), а также естественной вентиляцией при открытых фрамугах и боковых щитах. В зимнее время насосный блок, кроме того, вентилируется теплого воздуха от блока электростанций.

4.3.12 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 – 1 шт, в насосном блоке – 2 шт), а также естественной вентиляцией при открытых фрамугах и боковых щитах. В зимнее время насосный блок, кроме того, вентилируется теплого воздуха от блока электростанций.

4.3.13 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 1581-19), 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 1581-19.

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 4.3.1 - 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;

4.3.14 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 H₂S в извлекаемом пластовом газе, высокое парциальное давление сероводорода и углекислого газа при полном замещении бурового раствора пластовым флюидом в случае длительных газоводопровлений, 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 H₂S и CO₂, 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 CO₂ 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 J-55 с толщиной стенки 8.94 мм;
- для эксплуатационной колонны- марки стали N-80 с толщиной стенки 9.19 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 фонтанирование.

В процессе вскрытия и разбуривания 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 требуется 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.

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.

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.

4.5.1 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 невозможный ущерб окружающей среде;

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

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

Категории отказов (степень риска отказов):

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

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

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: $R_{ав} = R_t \times n_{скв} \times L/1000$, где

R_t - 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;

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 буровых 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 бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

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

На этапе освоения.

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

Заключение

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта не полностью, можно считать, что геологический разрез изучен 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:

не герметичность межтрубного пространства между колоннами 244,5мм и 177.8 мм; колоннами 244,5мм, 177.8мм, НКТ и ФА;

не герметичность резьбовых соединений колонны 244,5мм и 177.8мм;

разрушение (или не герметичность) обвязки устья скважины вследствие воздействия повышенных устьевых давлений;

отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне 244,5мм и 177.8мм;

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, 177,8 мм после истечения ОЗЦ с целью определения её герметичности

- опрессовки приустьевой части (и ПВО) на расчетное давление.

Контроль за износом обсадных колонн 339,7мм в процессе бурения из-под башмака указанных колонн.

Обучение работников буровой бригады, занимающих ключевые позиции и ответственных работников бурового подрядчика контролю за скважиной.

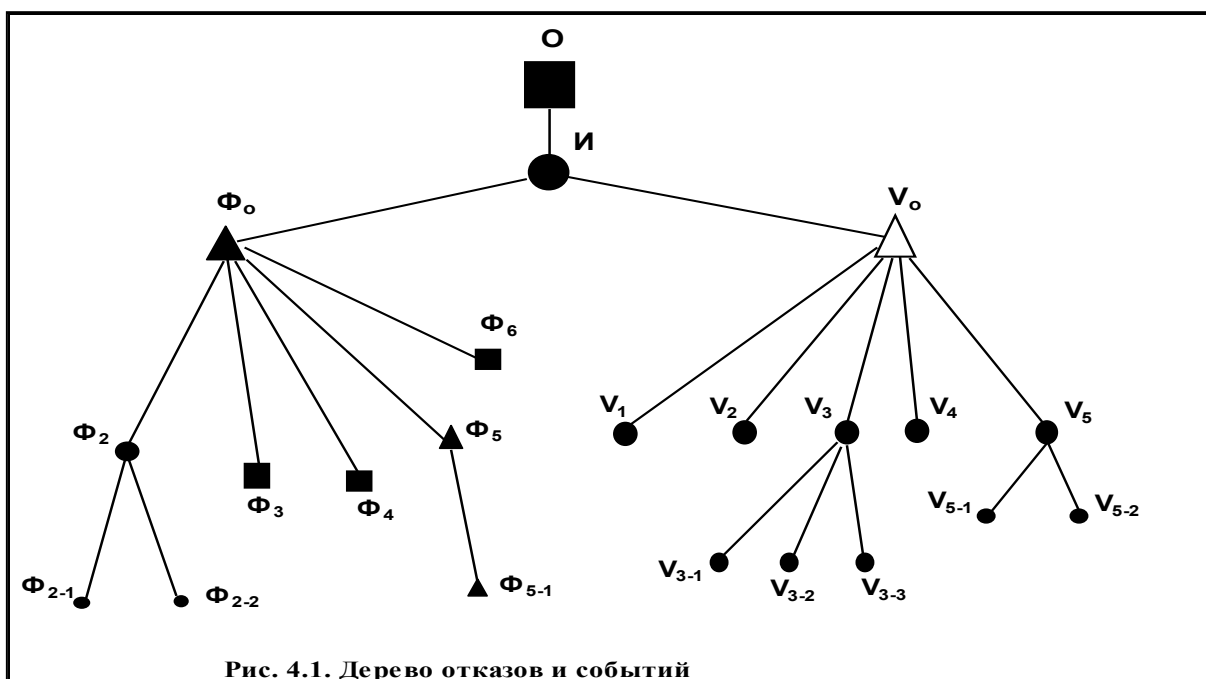


Рис. 4.1. Дерево отказов и событий

	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0.002670
И	Логическое событие	●	0.002670
Ф₀	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)	▲	0.005590
Ф₁	Газонефтепроявления	△	0.477820
Ф₁-₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0.000000
Ф₁-₂	Не предусмотрено проектом	▲	0.000000
Ф₂	Не установлено перед началом бурения	▲	0.000000
Ф₂-₁	Неисправность превенторного оборудования	●	0.001600
Ф₂-₂	Негерметичность плашек превентора	●	0.001500
Ф₃	Неисправность системы управления ПВО	●	0.000100
Ф₄	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0.001600
Ф₅	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0.001200
Ф₅-₁	Разрушение обсадной колонны	▲	0.000800
Ф₅-₂	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0.000800
Ф₆	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0.000000
V₁	Неправильные действия буровой бригады	■	0.000400
V₂	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0.120000
V₃	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0.100000
V₃-₁	Поглощение бурового раствора	●	0.130000
V₃-₂	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0.030000
V₃-₃	Завышение плотности бурового раствора	●	0.070000
V₄	Несоответствие других параметров раствора	●	0.030000
V₅	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0.090000
V₅-₁	Недолив скважины	●	0.180000
V₅-₂	При подъеме инструмента	●	0.080000
	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» Закон Республики Казахстан от 9 марта 2021 года № 14-VII ЗРК. 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 месторождение «Арман» 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 участки, 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 - $\rho = 1,14 \div 1,20 \text{ г/см}^3$, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, 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 $1,20 \text{ г/см}^3$

Условная вязкость 50-60 сек

Водоотдача $4-5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$

Корка 0,5 мм

pH 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 плашечного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 350 кгс/см^2 . Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 350 кгс/см^2 для кондуктора – марка стали J-55 с толщиной стенки 8,94 мм;

Управление превентивной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 350 кгс/см^2 позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопрооявлений.

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.Канторские 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
4.Пищевые отходы блока	Измельчить	Сдавать в смеси с фекальными водами
5.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.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам "Санитарно-эпидемиологические требования к системам вентиляции и кондиционирования воздуха, очистке и дезинфекции" от 9.12.2015 г. N 758. 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 № ҚР ДСМ-70. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 3 августа 2022 года № 29011.

Для проведения буровых работ скважин на месторождение «Арман» земельный отвод на одну скважину составит 3,5 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	1,20	3,14	0,19685	0,03870	7,3
50-350	1,25	3,14	0,14765	0,02180	28,2
350-1440	1,20	3,14	0,10795	0,0117	48,1
Итого объем по скважине м ³					83,5

2. Объем отходов бурения на одну скважину

2.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times K_1 = 83,5 \times 1,2 = 100,26 \text{ м}^3$$

где $K_1 = 1,2$ - коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

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:

$$V_{ОБР} = 1,2 \times V_{скв} \times K_1 + 0,5 \times V_{ц},$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с [1], $K_2 = 1,052$);

$V_{ц}$ - 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)

$$V_{обр.п} = 1,2 \times 1,052 \times 83,5 + 0,5 \times 200 = 205,41 \text{ м}^3$$

2.3 Объем буровых сточных вод (БСВ) с учетом повторного использования
(при повторном использовании бурового раствора 2 заменяется на 0,25)

$$V_{бсв} = 2 \times V_{обр.п}$$

$$V_{бсв} = 2 \times 205,41 = 410,82 \text{ м}^3$$

2.4 Суммарный объем отходов бурения

$$V_{сум} = V_{бсв} + V_{обр.п} + V_{ш}$$

$$V_{сум} = 410,82 + 205,41 + 100,26 = 716,50 \text{ м}^3$$

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, исключающий его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;
- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;
- использовать металлические емкости с общим объемом 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».

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 к 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	БUTOбетонный 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	1385/1440		
2.	Стоимость строительства скважины- всего	тенге	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:		79		
	- подготовительные работы к бурению	сутки	7		
	- строительные и монтажные работы	сутки	7		
	- бурение и крепление	сутки	40		
	- испытание объектов, в том числе:				
	в открытом стволе		-		
	в эксплуатационной колонне	сутки	25		
5.	Глубина спуска обсадных колонн:	м			
	-направление d=Ø339,7мм	м	50		
	-кондуктор d=Ø244,5мм	м	350		
	- эксплуатационная колонна d=Ø177,8мм	м	1385/1440		
6.	Затраты времени на работы по проходке	сутки	35		
7.	Затраты времени на крепление	-«-	5		
8.	Расход долот по всем типоразмерам	шт.	10		

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

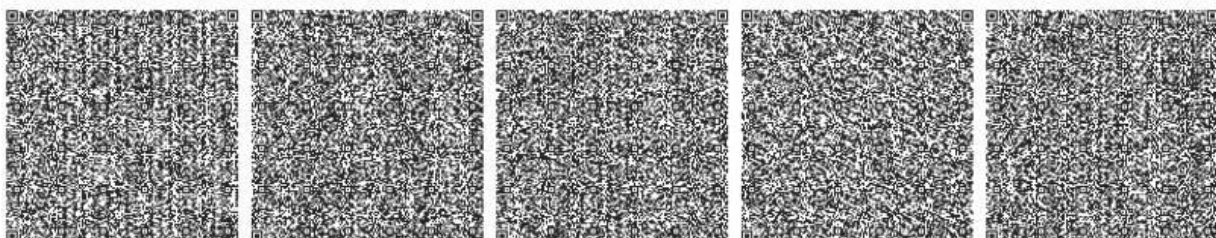
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 07.08.2013

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г. Астана



23002295



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 23002295

Дата выдачи лицензии 25.01.2023 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности скважин при разведке и добыче углеводородов
- Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов
- Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализа разработки месторождений углеводородов

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

Лицензиат

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)

Производственная база

1) Атырауская обл., г. Атырау, ул. Айтеке би, д. 43 "А"; 2) Атырауская обл., пос. Бирлик, ул. Геологопоисковая, д. 8.

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензиар

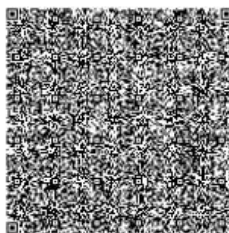
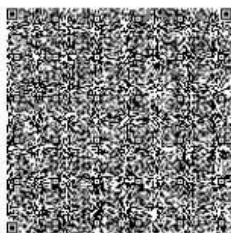
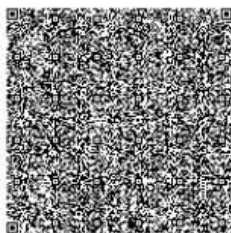
Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

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



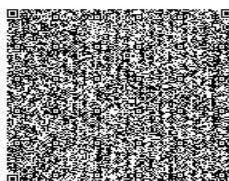
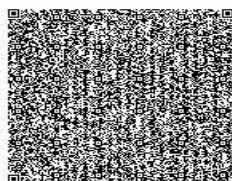
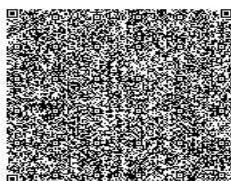
Номер приложения 001

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»)





«Утверждаю»:

Генеральный директор

Сян Чжибинь

«___» _____ 2026 г.

Техническое задание

На разработку проекта «Индивидуальный технический проект на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины №215 проектной глубиной 1385 м по вертикали на месторождении Арман» с экологической оценкой воздействия на окружающую среду (РООС).

1. Основания для проектирования:

- 1.1. Контракт №12 от 19.07.1994г.
- 1.2. «Дополнение к проекту разработки месторождения Арман 2023г», исполнитель: ТОО «КазНИГРИ», 2023г.
- 1.3. «Анализ разработки месторождения Арман 2026г», исполнитель: ТОО «КазНИГРИ», 2026г.
- 1.4. Данное техническое задание.

2. Основные исходные данные

- 2.1. Государство, область, район строительства скважин: месторождение расположено в Мангистауской области, Республики Казахстан.
- 2.2. Месторождение: Арман
- 2.3. Год ввода месторождения в эксплуатацию: 1995 г.
- 2.4. Номер скважин: №215
- 2.5. Назначение скважин: эксплуатационная скважина
- 2.6. Профиль скважины: Наклонно-направленная.

Исходные данные по наклонно-направленным скважинам:

- по вертикали – 1385 м
- по стволу – 1440 м
- Смещение по горизонтали – 165 м
- Азимут бурения, градус – $231,34^0$
- Глубина начало набора кривизны наклонного ствола TVD – 1100 м
- Максимальная интенсивность набора кривизны/30 м – $6,0^0$
- Максимальная зенитный угол, град – $44,4^0$
- Координата:

Скв. №215	Pulkova 1942, zone 9		
	X	Y	Z
Устье	9558775	5030230	1385
точка входа в пласт Ю7	9558775	5030230	
точка входа в пласт Ю13	9558700	5030170	

- 2.7. Средняя проектная глубина скважины (м): 1385 м
- 2.8. Проектный горизонт: Ю-7, Ю-13
- 2.9. Группа скважин: -
- 2.10. Наличие сероводорода: Отсутствует.

3. Буровое оборудование

- 3.1. Буровая установка: ZJ-30 или ZJ-20 с верхним приводом, или аналогичная буровая установка с грузоподъемностью не менее 120 т
- 3.2. Тип буровой установки: Самодвижущаяся, или стационарная с телескопической вышкой.
- 3.3. Вид монтажа: первичный

4. Геологическая характеристика

- 4.1. Нефтегазоводопроявления, поглощения, обвалы: В проекте заложения скважины
- 4.2. Исследовательские работы: Комплекс ГИС, ГТИ и отбор керна.
- 4.3. Давление и температура: В проектах заложения скважин
- 4.4. Испытание скважины: В случае наличия продуктивных интервалов в юрском горизонте.
- 4.5. Установка для испытания скважины: первичное освоение скважины необходимо осуществить с буровой установки. Для спуска насоса и/или для проведения каких-либо других скважинных операций нужно использовать установку УПА-60/80, или аналог

5. Предлагаемая конструкция скважины

- 5.1. Направление: $\varnothing = 340$ мм, (13 3/8"), интервал 0- 50 м.
- 5.2. Кондуктор: $\varnothing = 245$ мм (9 5/8"), – 0-350 м.
- 5.3. Эксплуатационная колонна: $\varnothing = 177,8$ мм (7"), интервал – 0-1440 м.
- 5.5. Устьевое оборудование: ОКК2-35-340х245х178 BTC
- 5.6. Класс материала – АА, Класс температуры – L

6. Буровые растворы

- 6.1. До глубины посадки кондуктора и технической колонны – Полимерный KCL
- 6.2. До проектной глубины – Полимерный KCL

7. Цементирование обсадных колонн

- 7.1. Цементирование всех колонн прямой закачкой до устья

8. Испытание объекта разработки

- 8.1. Испытание объекта должно войти в Технический проект согласно составленного плана испытания. Испытание объекта будет осуществляться бригадой, работающей круглосуточно в две смены. Для вторичного вскрытия продуктивных пластов необходимо использовать пластовую воду с удельным весом 1.14 г/см³. Для вызова притока флюида из пласта при необходимости использовать эжекторное геофизическое устройство.
- 8.2. Типоразмер НКТ: EUE $\varnothing = 73$ мм, 9,67кг/м
- 8.3. Испытание: после освоения скважина вводится в эксплуатацию.
- 8.4. Последующие объекты: Испытание последующих объектов будет осуществляться силами бригад КРС, станком УПА – 60 или аналогом.
- 8.5. Работа по испытанию последующих объектов: Использовать план испытания скважины.

9. Продолжительность строительства скважины, сут

- 9.1. Подготовительные работы: 7 сут, включая подготовку площадки для станка
- 9.2. Строительство и монтаж буровой установки: 7 сут.
- 9.3. Бурение и крепление: 40 сут.
- 9.4. Скорость бурения, м: 800 м/ст. м-ц

10. Сведения о районе буровых работ

- 10.1. Среднегодовая температура воздуха °C: +8
- 10.2. Наибольшая летняя: +20 - +45 °C
- 10.3. Наименьшая зимняя: -15 - -45 °C
- 10.4. Продолжительность зимнего периода, сут.: 120

- 10.5. Продолжительность отопительного периода, сут: 150
- 10.6. Среднегодовое количество осадков: 160-200мм
- 10.7. Наибольшая скорость ветра: 20м/с
- 10.8. Толщина снежного покрова: 30см
- 10.9. Водоснабжение; Привозная пресная вода.

11. Сведения о площадке строительства буровой установки

- 11.1. Для бурения данной скважины будет построена площадка.

12. Вид, объем подготовительных работ

- 12.1. Необходимо провести топогеодезические работы на площадке строительства буровой с целью привязки точки заложения скважины.
- 12.2. Сооружение дороги к буровой: Согласно проекту обустройства месторождения. Расчет рекультивации грунта.
- 12.3. Сооружение проездов и мостов: согласно проекту обустройства месторождения.

13. Требования в области Охраны окружающей среды по Проекту ИТП

13.1. Проект «Индивидуальный технический проект на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины №215 проектной глубиной 1385 метров по вертикали на месторождении Арман» должен включать в себя Раздел охраны окружающей среды (далее РООС), в соответствии с действующими требованиями Законодательных и Нормативно-правовых Актов Республики Казахстан (далее ЗА РК, НПА РК) в области экологии/охраны окружающей среды.

13.2. При разработке РООС Подрядчик руководствуется Экологическим Кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021г №400-VI (далее ЭК РК), Приказом МЭГПР РК от 03.08.2021г №286, Приказ МЭГПР от 30.07.2021г №280, Приказ МЭГПР от 21.07.2021г №264 и другими сопутствующими НПА РК в области экологии/ООС при необходимости в целях соблюдения всех условий необходимые при последующих работах.

13.3. Подрядчик самостоятельно и за свой счет организывает и проводит все стадии согласования РООС к ИТП и экологические проекты в уполномоченных государственных органах в соответствии с ЭК РК, а также устраняет все замечания.

13.4. Стадии РООС к Проекту ГТП и РООС к Проекту ИТП:

- Скрининг намечаемой деятельности;
- Разработка РООС к Проекту ИТП со всеми соответствующими разделами;
- Подрядчик организывает проведение общественных слушаний при содействии Заказчика согласно Правил проведения общественных слушаний, утвержденный Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286).
- Проведение Государственной экологической экспертизы (далее ГЭЭ) РООС к ИТП;
- Получение от государственных уполномоченных органов и общественности положительные заключения и разрешения на воздействия (далее ЗГЭЭ и РВ).

13.5. В составе РООС к Проекту ИТП в обязательном порядке должны быть:

- Расчеты эмиссий выбросов;
- Расчеты образования отходов производства и потребления;
- Расчеты рассеивания;

13.6. Любое размещение или опубликование РООС к Проекту ИТП в уполномоченных государственных органах осуществляется после согласования с Заказчиком.

13.7. Подрядчик самостоятельно и за свой счет устраняет все выявленные замечания и несоответствия в РООС к Проекту ИТП.

13.8. Подрядчик самостоятельно и за свой счет предоставляет всю запрашиваемую информацию в уполномоченные государственные органы, оформляет ответы на замечания, отвечает на все возникающие вопросы государственных экспертов при прохождении процедуры получения ЗГЭЭ и РВ. ГЭЭ считается успешно завершённой после получения положительно заключения от уполномоченного государственного органа ЗГЭЭ и РВ Заказчиком.

13.9. Разработка Экологических проектов ведется совместно с подрядной организацией Заказчика по экологическому сопровождению.

13.10. В процессе разработки Экологических проектов Подрядчик предоставляет подрядной организации Заказчика по экологическому сопровождению все необходимые материалы и расчеты в том формате электронных документов и программ в котором они будут запрашиваться.

13.11. После завершения работ по РООС к Проекту ИТП и Экологических проектов Подрядчик предоставляет по 2 (два) комплекта РООС к Проекту ИТП на бумажном носителе в оригинале (живые подписи и печати) в твердом переплете со всеми соответствующими схемами, расчетами и разделами, в электронном виде на CD диске в формате PDF, Word, Excel, Эра и другими соответствующими форматами, используемые при разработке РООС к Проекту ИТП.

14. Техника безопасности, промышленная санитария, противопожарная техника и оценка вероятности чрезвычайных ситуаций

14.1. С целью обеспечения охраны труда, здоровья персонала, технической безопасности и надежности оборудования, применяемого при строительстве скважины и в целом объекта работ данный раздел выполнить в соответствии с нормативно-техническими требованиями РК в области техники безопасности. Все разделы и компоненты должны быть выполнены в полном объеме в виде отдельного тома или как составная часть данного проекта.

15. Сроки выполнения работ

15.1. Срок выполнения работ составляет 6 месяцев (180 календарных дней) с момента подписания контракта.

16. Требования к рабочей документации

16.1. Проектная документация должна соответствовать нормативам РК и быть согласована в соответствующих государственных контролирующих органах, в установленном порядке в РК. До предоставления на согласование в государственные органы, проектант должен предоставить проект заказчику на утверждение.

16.2. Вся переписка с контролирующими органами должна исходить от Заказчика.

16.3. Проектная документация должна быть выдана заказчику на бумажном носителе в оригинале (живые подписи и печати) в твердом переплете со всеми соответствующими схемами, расчетами и разделами, в электронном виде на CD диске в формате PDF, Word, Excel и другими соответствующими форматами, используемые при разработке Проекта ИТП и РООС.

17. Требования к потенциальному поставщику услуг

17.1. **Приложить электронную копию лицензии** на работы и услуги в сфере углеводородов с подвидами:

- повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности скважин при разведке и добыче углеводородов;
- составление технических проектных документов для месторождений углеводородов;
- Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализ разработки месторождений углеводородов;

17.2. **Приложить электронную копию лицензии** на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды с подвидом деятельности «Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности»;

17.3. **Приложить электронную копию аттестата** на право проведения работ в области промышленной безопасности.

17.4. Наличие в собственности или в аренде здания (офиса), для решения всех текущих вопросов и оперативной мобилизации (**приложить электронные копии подтверждающих документов:** договор аренды (в случае аренды), справка о наличии недвижимости, технический паспорт на здание);

17.5. Наличие собственной лаборатории (либо в аренде), имеющей действующий аттестат аккредитации на соответствие требованиям СТ РК ИСО/МЭК 17025-2009 (**приложить электронную копию Аттестата аккредитации**);

17.6. Оказание Услуг высококвалифицированными специалистами, имеющими дипломы о высшем инженерно-техническом образовании (**приложить электронные копии дипломов**);

- Наличие у потенциального Поставщика услуг:

- не менее 3 специалистов в области геологии. Наличие не менее чем у одного из специалистов степени кандидата геолого-минералогических наук.

- не менее 1 специалиста, прошедшего курс обучения «Методики разработки газовых месторождений»;

- не менее 2 специалистов в области геофизики;

- не менее 2 специалистов в области разработки или нефтегазового дела;

- не менее 2 специалистов в области бурения нефтяных и газовых скважин. Наличие не менее чем у одного из специалистов степени PhD соответствующего направления.

- не менее 2 специалистов в области экологии;

- не менее 1 специалиста по повышению нефтеотдачи пластов;

- не менее 2 специалистов в области экономики;

- не менее 1 специалиста, ответственного за безопасность и охрану труда.

17.7. Наличие у работников Поставщика удостоверений/сертификатов по промышленной безопасности, охране труда, пожарно-техническому минимуму (**приложить электронные копии удостоверений или сертификатом и протоколом**);

17.8. При необходимости, выезд специалистов потенциального Поставщика услуг на месторождение собственными силами и средствами, с обеспечением их питанием, проживанием;

17.9. Наличие гарантийного письма о не привлечении соисполнителей / субподрядных организаций;

17.10. **Приложить электронные копии договоров**, подтверждающих наличие специализированных программных продуктов:

- лицензионного программного обеспечения (далее ПО) по геологическому и гидродинамическому моделированию месторождения для подсчета запасов УВС;

- ПО по графическому редактированию;

- ПО для инженерных расчетов строительства скважин.

- ПО для выполнения геолого-гидродинамических расчетов;

- ПО для выполнения экологических расчетов (наличие не менее чем у 2-х сотрудников потенциального Поставщика услуг удостоверений/сертификатов об обучении работе на программном комплексе для выполнения экологических расчетов (**приложить электронные копии удостоверений/сертификатов об обучении сотрудников**)).

17.11. Наличие технической оснащенности: компьютерами, цветными принтерами, сканерами, плоттерами (**приложить электронные копии подтверждающих документов**);

17.12. Потенциальный Поставщик услуг не должен находиться в процедуре банкротства либо ликвидации и находиться в состоянии судебного разбирательства с Заказчиком по ранее заключенным договорам (предоставить гарантийное письмо)

17.13. Наличие у потенциального поставщика документов в области охраны здоровья, труда и окружающей среды (ОЗТОС). (**приложить электронные копии инструкций**)

17.14. Наличие договора на страхование персонала от несчастных случаев и профессиональных заболеваний (**приложить электронную копию договора**).

Протокол №1/2026
совместного научно-технического совещания
ТОО «КазНИГРИ» и ТОО "СП "АРМАН""

г. Атырау

18.03.2026г.

Присутствовали:

От ТОО СП «АРМАН»

Сартов Б.Ж. – Начальник отдела по геологии и разработке

От ТОО «КазНИГРИ»

Туленбаева Б.Р., -Зам.директора по проектно-функциональному обеспечению;

Исламов Х.М., - Руководитель отдела ПБиВР, доктор PhD. отв. исполнитель;

Толегенова К.Т., - Инженер отдела ПБиВР, отв.исполнитель.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение договорной работы «Индивидуальный технический проект на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины №215 проектной глубиной 1385 метров по вертикали на месторождении Арман», Мангистауской области Республики Казахстан. Договор (№ J00677 - от 10.03.26г.)

Слушали:

По повестке дня выступил Ответственный исполнитель НИР, Инженер отдела ПБиВР ТОО «КазНИГРИ» Толегенова К.Т. о результатах выполнения НИР.

Рассматриваемый «Индивидуальный технический проект на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины №215 проектной глубиной 1385 метров по вертикали на месторождении Арман», Мангистауской области Республики Казахстан. Договор (№ J00677 - от 10.03.26г.) 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 скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

Приведены все расчеты, с использованием программного обеспечения «Проектирование бурения» компании «Бурсофтпроект», 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-20, ZJ-30 или аналогичные буровые установки по грузоподъемности не менее 180 тонн.

Проектный горизонт – Среднеюрские (Ю-7, Ю-13), проектная глубина – по вертикали 1385м; по стволу 1440м. Продолжительность цикла бурения скважины 79 суток, с учетом строительно-монтажных работ - 7 суток, подготовительные работы к бурению - 7 суток, бурение и крепление – 40 суток, освоение в эксплуатационной колонне – 25 суток. Вид скважины: наклонно-направленная. Способ бурения – роторный/ВЗД.

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 техническим проектом строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектной глубиной 1385 метров по вертикали на месторождении Арман, предусмотрена следующая конструкция скважины:

- Направление – Ø339,7мм – 50м
- Кондуктор – Ø244,5мм – 350м
- Эксплуатационная колонна - Ø177,8мм – 1440м

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

С учётом вышеизложенного, бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектной глубиной 1385 метров по вертикали на месторождении Арман, предлагается осуществлять следующим образом:

- 0 – 50 м – глинистым раствором плотностью 1,06-1,10 г/см³;
- 50 – 350м - ингибированным полимеркалиевым раствором плотностью 1,14-1,19 г/см³;
- 350 – 1440м - ингибированным полимеркалиевым раствором плотностью 1,14-1,20 г/см³;

Предложенная программа бурения соответствует требованиям нормативных документов и действующим правилам Республики Казахстан.

После обсуждения и обмена мнениями совместное ГТС ПОСТАНОВИЛО:

1. Принять «Индивидуальный технический проект на строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины №215 проектной глубиной 1385 метров по вертикали на месторождении Арман», Мангистауской области Республики Казахстан.
2. Направить проект на дальнейшее рассмотрение в государственные контролирующие органы.

От ТОО «КазНИГРИ»:

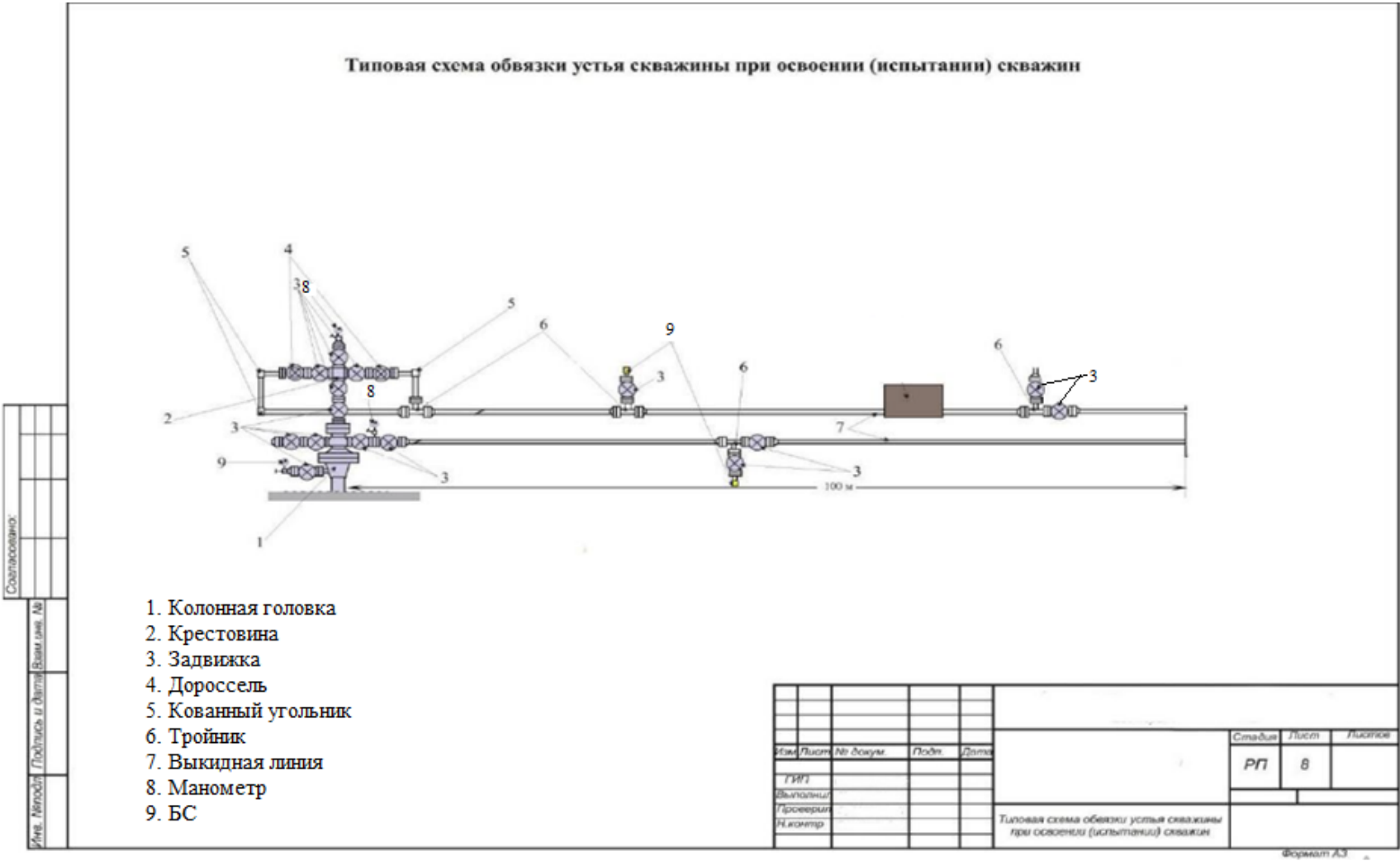
От ТОО СП «АРМАН»:

Сартов Б.Ж.

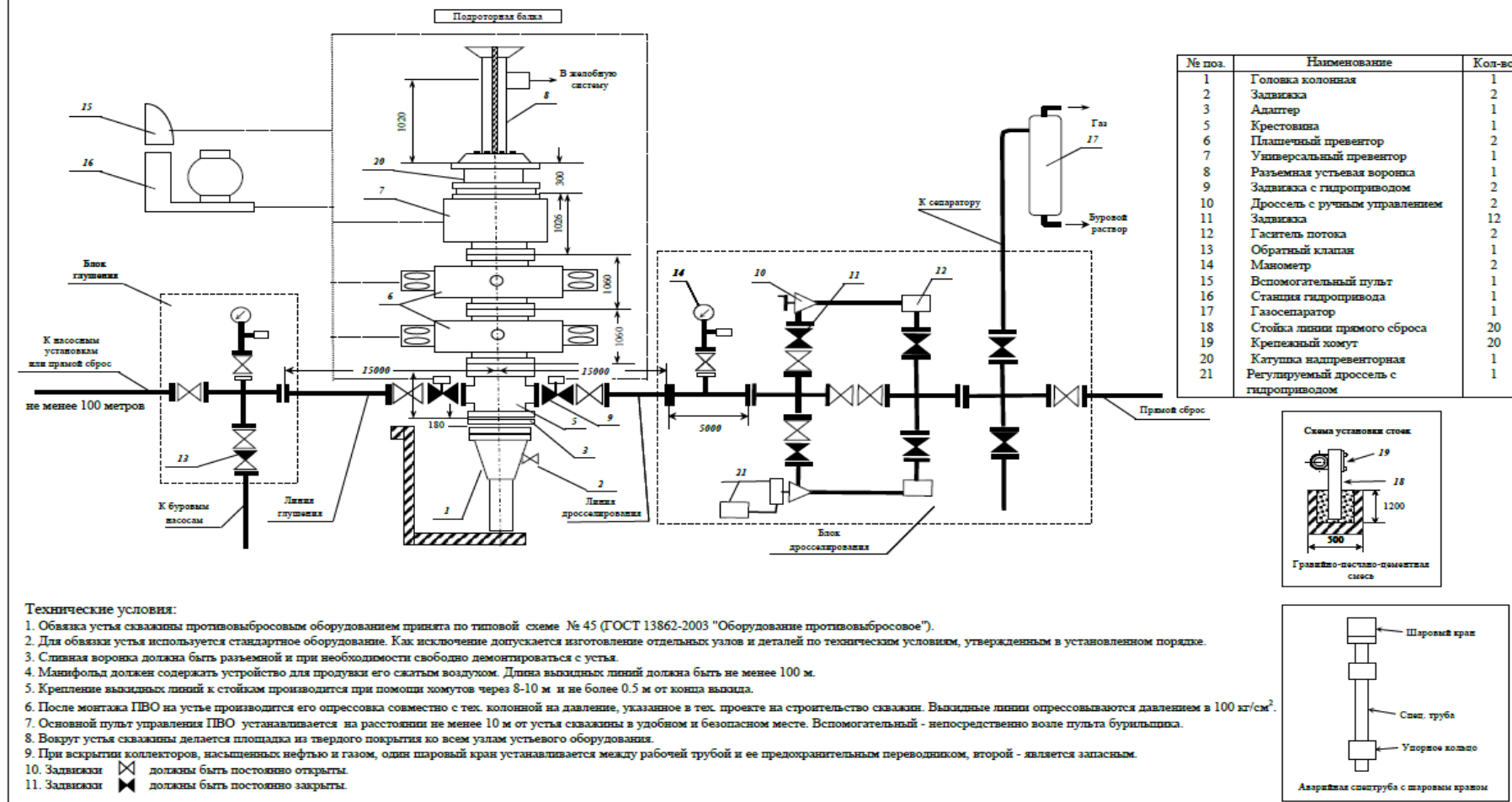
4. Туленбаева Б.Р.

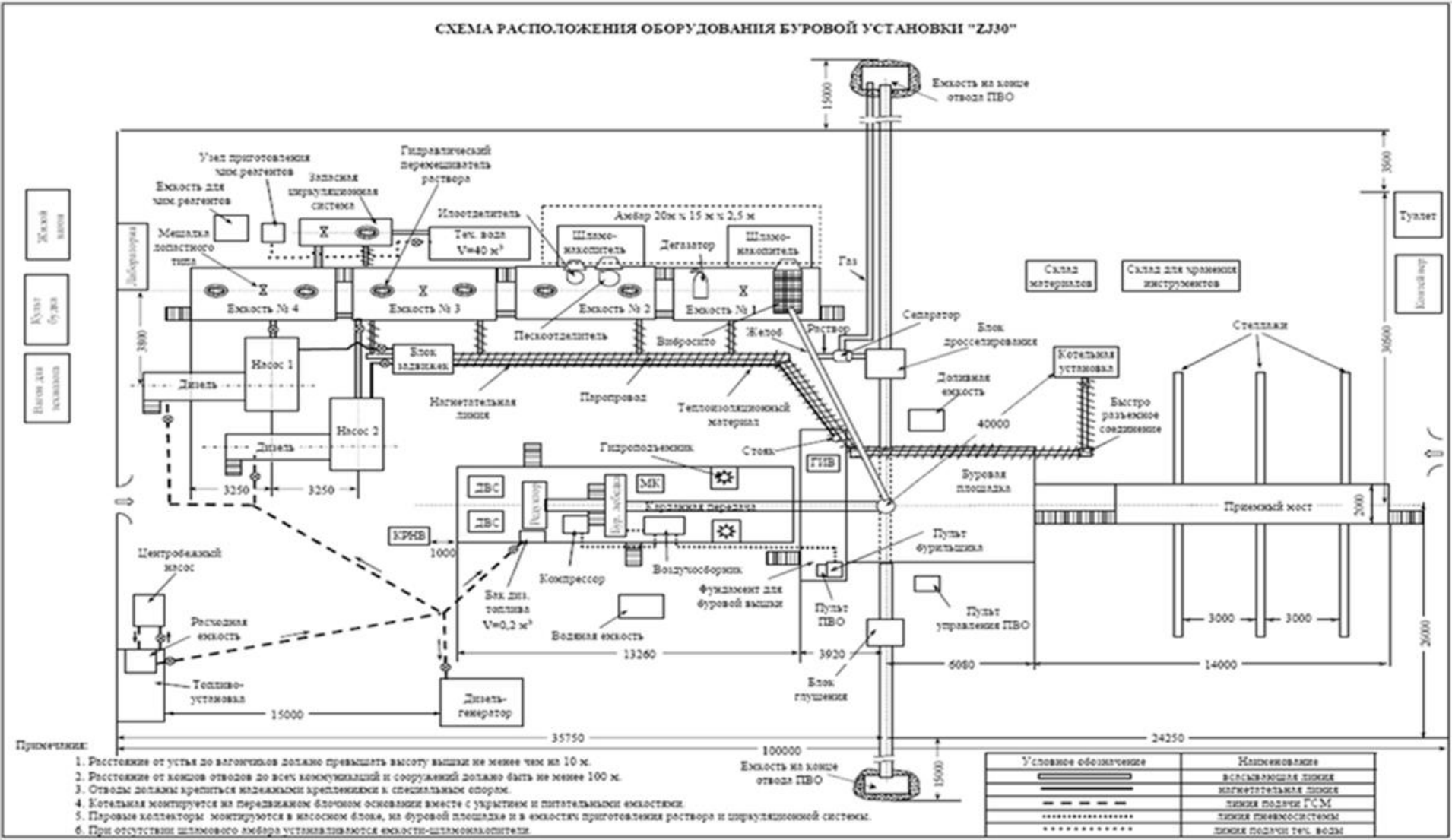
5. Исламов Х.М.

6. Толегенова К.Т.

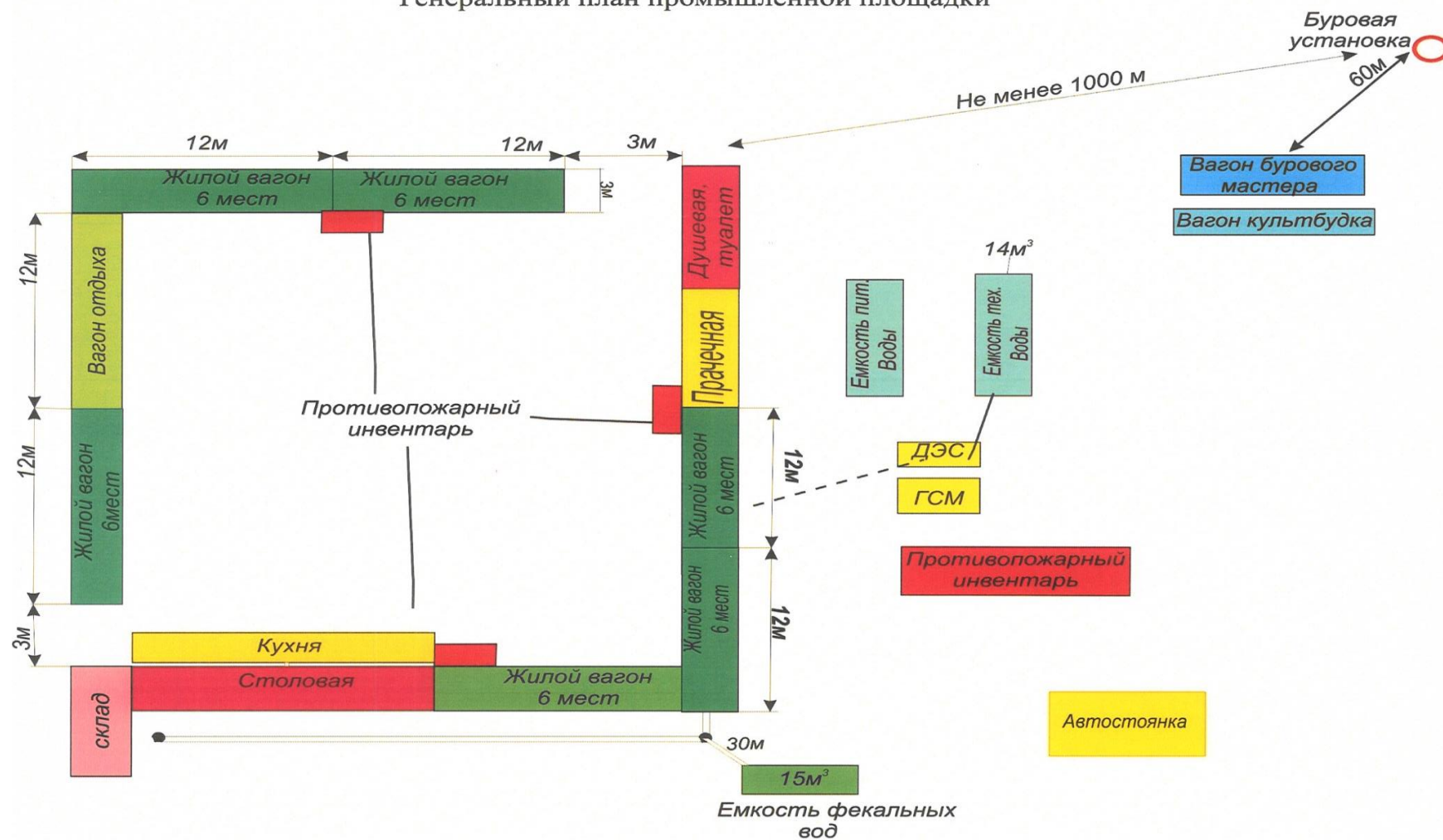


ТИПОВАЯ СХЕМА МОНТАЖА ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН





Генеральный план промышленной площадки



ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Организация: ТОО «Совместное предприятие «Арман»
Площадь: структура Арман
Скважина: № 215
Цель бурения: добывающий
Назначение скважины – эксплуатаци.
Проектный горизонт - Ю-7, Ю-13.
Вид скважины: наклонно-направленная
Проектная глубина:
по вертикали-1385м
по стволу-1440м

Способ бурения: Роторный /(ВЗД)
Продолжительность цикла стр.скважины -79сут.
в том числе: строительно-монтажные работы - 7сут.
подготовительные работы к бурению - 7 сут.
бурение и крепление - 40 сут.
процессе бурения: 25 сут
Проектная скорость бурения - 1080 м/ст.мес

Буровая установка - ЗИ-20, 30 или аналог. бур
Грузоподъемность - не менее 120тн.
Насосы - F-1000-2шт.
Мощность насоса: 735 кВт.
Оборудование устья скважины
Кондуктор: ОКК2-35-178х245х340
ОП45-350х21
ПУГ 13 5/8х21
2ППГ 13 5/8х21
Экс колонна: АФК2Э-65х35К1

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «СП Арман»
_____ **Сян Чжибинь.**
_____ **2026г.**
СОГЛАСОВАНО:
Начальник отдела по геологии
и разработке ТОО «СП Арман»
_____ **Сартов Б.Ж.**
_____ **2026г.**

Г е о л о г и ч е с к а я ч а с т ь															Т е х н и ч е с к а я ч а с т ь																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
Глубина, м	Стратиграфия разрез					Литологический разрез	Пластовое давление, МПа		Предполагаемые осложнения при бурении, нефтегазопроявления	Интервалы отбора керна и шлама	Интервалы испытания в открытом стволе	Промысловое геофизические материалы	Конструкция скважины			Способ бурения	Тип,размер, количество долот,диаметр насадок,мм	Осевая нагрузка, тс	Скорость вращения ротора, об/мин	Подача насосов, л/сек	Давление на стойке, кгс/см²	Количество насосов диаметр втулок, число ходов в 1 мин.	Компоновка низа бурильной колонны	Тип и параметры бурового раствора (плотность, вязкость, водоотдача, СНС).	Оснастка талевой системы	Примечание																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
	Группа	Система	Отдел	Ярус	Индекс		Проектный	пластовое, Рпл					гидроразрыва, Ргр	Ø339,7 мм	Ø244,5 мм												Ø177,8 мм																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
						М																						Е	З	О	З	О	З	О	З	О	З	О	З	О	З	О	З	О	З	О	З	О	З	О																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
100	Ю	Р	С	К	А	Я	Я	А	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е	Л	О	В	А	Я	К	С	Е	Л	О	В	А	Я	К	М	Е

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

	Суглинки		Алевролиты		Мергели
	Глины		Песчанники		Мел
	Аргиллиты		Пески		

Заказчик: ТОО «Совместное предприятие «Арман»	«ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ №215 ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНОЙ 1385М ПО ВЕРТИКАЛИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРМАН		
Исполнитель: «Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт» (КазНИГРИ)	Ответственные исполнители: Исламов Х.М. Толегенова К.К.		2026г.
Приложение №1	Месторождения «Арман» Геолого-технический наряд		
Масштаб 1: 5 000			
Составлена по материалам: Компьютерный дизайн :		ТОО «Совместное предприятие «Арман» Куанов А.Б.	

