

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КАЗАХОЙЛАКТОБЕ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ
ИНСТИТУТ» (КазНИГРИ)



**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО
ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ
ОС-1 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КОЖАСАЙ
С ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНОЙ 3800 М**

Договор №1195519/2026/1 от 04.05.2026г.

г. Атырау, 2026 г.

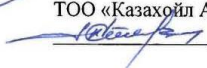
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КАЗАХОЙЛАКТОБЕ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ
ИНСТИТУТ» (КазНИГРИ)

Согласовано:

Заместитель генерального директора
по геологии и разработке
ТОО «Казakhstan Актөбе»

 Жуеупов К.А.

Начальник отдела КРС и бурения
ТОО «Казakhstan Актөбе»

 Байжанов М.К.

Заместитель генерального
директора по геологии и разработке
ТОО «Казakhstan Актөбе»

 Фэн Фан (Feng Fang)

Начальник отдела геологии и разработки
нефтяных и газовых месторождений
ТОО «Казakhstan Актөбе»

 Цай Юньфей

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО
ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ
ОС-1 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КОЖАСАЙ
С ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНОЙ 3800 М»**

Директор
ТОО «КазНИГРИ»:

ЮСУБАЛИЕВ Р.А.

Заместитель директора по
проектной деятельности:

ТУЛЕНБАЕВА Б.Р.



г. Атырау, 2026 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

СОДЕРЖАНИЕ:

ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	10
1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	11
2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	14
3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	15
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	17
4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	28
4.3 Возможные осложнения	31
4.4 Исследовательские работы	35
4.5 Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	39
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	44
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	53
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ	54
7.1 Обоснование плотности бурового раствора	54
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	64
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	64
9.1 Расчет обсадных колонн	64
9.2 Выбор обсадных труб	77
9.3 Цементирование обсадных колонн	91
9.4 Оборудование устья скважины	100
9.5 Технология установки аварийного цементного моста	103
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН	105
10.1 Испытание пластов в процессе бурения	105
10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	107
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	111
11.1 Геофизические исследования для изучения технического состояния обсадных колонн и цементного камня (ГИС – тех. контроль)	113
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	115
12.1 Выбор буровой установки	115
12.2 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования	118
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ	129
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	130
15. Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов	134
15.1 Состав комиссии по приему экзаменов	134
15.2 Плана проводимых учебных тревог	135
15.3 Противоаварийных тренировок	135
15.4 Утверждению экзаменационных билетов	136
15.5 План ликвидации	136
16. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	139
ГЛАВА 2. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	142
2.1 Сведения о водоснабжении	143
2.2 Сведения об энергоснабжении	146
2.3 Схема транспортировки грузов и вахт	149
ГЛАВА 3. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ	150
3.1 Общая пояснительная записка и обоснование критериев ликвидации и консервации скважины	151
3.2.1 Порядок оформления материалов на ликвидацию скважин	151
3.2.2 Оборудование устья и ствола скважин при ее ликвидации	152
3.2.3 Технологические и технические решения по ликвидации скважин	153
3.2.4 Порядок организации работ и оформления документов по ликвидации скважин	153
3.2.5 Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности	154
3.3 Консервация скважин	155
3.3.1 Технологические и технические решения по консервации скважин	155

3.3.2 Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности _____	155
ГЛАВА 4. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР _____	157
4.1 Основные требования по промышленной безопасности и охране труда _____	158
4.2 Промышленная безопасности, охрана труда, промышленная санитария, противопожарная техника _____	162
4.2.1 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций _____	162
4.2.2 Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда _____	166
4.2.3 Защита от шума и вибрации _____	169
4.2.4 Освещение оборудование рабочих мест _____	170
4.2.5 Средства индивидуальной защиты _____	170
4.2.6 Средства индивидуальной защиты, спецодежда _____	177
4.2.7 Обустройство временных объектов при проведении работ _____	178
4.2.8 Санитарно-бытовые помещения _____	180
4.2.9 Средства контроля воздушной среды _____	180
4.2.10 Мероприятия по промышленной санитарии _____	181
4.2.11 Первичные средства пожаротушения _____	186
4.3 Противофонтанная и газовая безопасность _____	188
4.3.1 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений _____	188
4.3.2 Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП _____	190
4.3.3 Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении _____	191
4.3.4 Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения _____	196
4.3.5 Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО _____	197
4.3.6 Метод контроля вытесненного из скважины раствора при спуске колонны. _____	198
4.3.7 Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины _____	199
4.3.8 Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурение, испытания и освоения скважины _____	202
4.3.9 Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности _____	205
4.3.10 Методы контроля содержания сероводорода и реагента-нейтрализатора в буровом растворе _____	205
4.3.11 Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения _____	209
4.3.12 Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы, обеспечение работников средствами связи, рабочими местами и оперативным транспортом _____	210
4.3.13 Методы и средства проветривания рабочих зон буровой _____	210
4.3.14 Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважины _____	210
4.3.15 Технология установки аварийного цементного моста _____	213
4.3.16 Оценка коррозионного риска обсадных труб, НКТ и оборудования скважины _____	215
4.3.17 Контроля коррозионного состояние бурильных и элементов трубных колонн _____	217
4.4 Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действиям персонала _____	222
4.5 Оценка степени риска при строительстве скважины _____	230
4.5.1 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины _____	230
4.5.2 Анализ видов и последствий отказов _____	230
4.5.3 Определение степени риска строительства скважины _____	234
4.5.4 Идентификация опасностей _____	235
4.6 Охрана недр _____	238
4.6.1 Общая задача охраны недр в период поисковых работ на площади _____	238
4.6.2 Охрана недр в процессе разбуривание площади _____	239
4.6.3 Контроль окружающей среды _____	244
4.6.4 Радиационная безопасность _____	245
4.6.5 Рекультивация земель _____	246

СПИСОК ТАБЛИЦ:

Таблица 1.1 - Основные проектные данные.....	11
Таблица 1.2 – Общие сведения о конструкции скважины	12
Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы.....	13
Таблица 1.4 - Дополнительные сведения по утилизации отходов бурения	13
Таблица 2.1-Список документов, которые являются основанием для проектирования	14
Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ.....	15
Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой.....	15
Таблица 3.3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	16
Таблица 3.4 - Источники и характеристики водоснабжения, энергоснабжения, связи и стройматериалов.....	16
Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях	16
Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	16
Таблица 4.1 - Стратиграфический разрез скважин элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	21
Таблица 4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины	27
Таблица 4.5-Нефтеносность	28
Таблица 4.6 – Газоносность.....	29
Таблица 4.7 – Водоносность.....	29
Таблица 4.9 – Поглощения бурового раствора	31
Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважины	32
Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления	32
Таблица 4.12 – Прихватоопасные	33
Таблица 4.13 – Текучие породы	34
Таблица 4.14 – Прочие возможные осложнения.....	34
Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и грунтов	35
Таблица 4.16 – Геофизические исследования	36
Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	38
Таблица 4.18 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне....	39
Таблица 4.19 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	40
Таблица 4.20 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта	41
Таблица 4.21 - Дополнительные работы при испытании (освоении)	41
Таблица 4.22 - Данные по эксплуатационным объектам	42
Таблица 4.23 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины.....	43
Таблица 5.1 - Характеристика и устройство направления.....	44
Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	46
Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	47
Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	48
Таблица 6.1 - Входные данные по профилю скважин	53
Таблица 7.2 - Типы и параметры буровых растворов	56
Таблица 7.3 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	57
Таблица 7.4 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработка.....	59
Таблица 7.5- Потребность в барите для утяжеления бурового раствора	61
Таблица 7.6 - Потребность в воде и компонентах для обработки бурового раствора при разбурировании цементных стаканов	61
Таблица 7.7 - Суммарная потребность в компонентах бурового раствора на скважине	62
Таблица 7.8 - 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 буровых колонн (КНБК)	65

Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК	68
Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК	69
Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы	70
Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн	70
Таблица 8.7 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ	71
Таблица 8.8 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	72
Таблица 8.9 - Оснастка талевой системы	73
Таблица 8.10 - Режим работы буровых насосов	74
Таблица 8.11 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой системы буровой	75
Таблица 8.12 - Гидравлические показатели промывки	76
Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета обсадных колонн	77
Таблица 9.2 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	78
Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	78
Таблица 9.4 - Параметры обсадных колонн	85
Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб	86
Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн	87
Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных колонн	89
Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны	90
Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн	91
Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования	92
Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	93
Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	94
Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	96
Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	97
Таблица 9.15 - Потребное количество цементировочной техники для цементирования обсадных колонн	98
Таблица 9.16 - Потребное количество материалов для цементирования обсадных колонн	99
Таблица 9.17 - Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	100
Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя (опробователя), спускаемого на трубах	105
Таблица 10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	106
Таблица 10.3 - Насосно-компрессорные трубы (НКТ)	107
Таблица 10.4 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов	107
Таблица 10.5 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	108
Таблица 10.6 - Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	109
Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне	110
Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	111
Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника	112
Таблица 11.3 - Виды работ по контролю технического состояния скважин и приборные обеспечения	113
Таблица 12.2 - Сочетание вариантов подготовительных и строительно-монтажных работ	116
Таблица 12.3 - Подготовительные работы к строительству скважины	116
Таблица 12.4 - Перечень топографо-геодезических работ	117
Таблица 12.5 - Варианты строительных и монтажных работ	117
Таблица 12.6 - Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования "ZJ70D"	118
Таблица 12.7 - Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование	122
Таблица 12.8 - Объем работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту	126
Таблица 12.9 - Объемы работ при использовании мобильной буровой установки «МБУ-125» и др. аналогичных установок, для испытания скважин	127
Таблица 12.10 - Материалы и технические средства для выполнения природоохранных мероприятий с использованием «безамбарного способа бурение	128
Таблица 13.1 - Продолжительность цикла строительства скважины	129

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.....	129
Таблица 14.1- Средства механизации и автоматизации при бурении и креплении скважины	130
Таблица 14.2 - Средства контроля	132
Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации.....	133
Таблица 2.1.1 - Водоснабжение.....	143
Таблица 2.1.2- Баланс водопотребление и водоотведение	145
Таблица 2.2.1 - Электроснабжение	146
Таблица 2.2.2 - Расчет потребности в ГСМ	147
Таблица 2.3.1 - Маршруты транспортировки грузов вахт	149
Таблица 4.1.1 - Классификация сооружений и наружных установок объектов разработки нефтегазовых месторождений по взрывопожарной и пожарной опасности	159
Таблица 4.1.2 - Сопоставимость классов взрывоопасных зон.....	160
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	161
Таблица 4.2.1 - Основные нормативно-технические документы	164
Таблица 4.2.2 - Основные требования и мероприятия.....	166
Таблица 4.2.3 - Средства для оказания первой доврачебной помощи.....	167
Таблица 4.2.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибрации	170
Таблица 4.2.5 - Нормы естественного освещения в помещениях	170
Таблица 4.2.6 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда	177
Таблица 4.2.7 - Санитарно-бытовые помещения	180
Таблица 4.2.9 - Минимальный расход наружного воздуха.....	183
Таблица 4.2.10 - Классификация производственных процессов	185
Таблица 4.3.2 (б) – Типы нейтрализаторов	207
Таблица 4.3.2 (в) Классификация коррозии по виду коррозионной среды в зависимости от парциальных давлений H ₂ S и CO ₂	209
Таблица 4.3.3 - Свойства цемента типа ПЦТ I-G.....	211
Таблица 4.4.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций мероприятия по их предотвращению и ликвидации. инструкция по действию персонала	222
Таблица 4.5.1 - Матрица “вероятность – тяжесть последствий”	231
Таблица 4.5.2 - Вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):	232
Таблица 4.6.1 - Охрана недр в процессе разбуривания площади	241
Таблица 4.6.2 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины	243
Таблица 4.6.3 – Виды рекультивационных работ	247

СПИСОК РИСУНКОВ:

Рис. 4.1 - Обзорная карта района работ.....	19
Рис. 4.2 - Структурная карта по кровле коллектора. Продуктивная толща КТ-II-II.	20
Рис 5.1 - Совмещенный график давлений.....	45
Рис. 9.1 - Эпюры избыточных давлений для колонны диаметром Ø339,7мм	79
Рис. 9.2 - Эпюры избыточных давлений для колонны Ø244,5мм.....	80
Рис. 9.3 - Эпюры избыточных давлений для колонны Ø177,8мм.....	81

АННОТАЦИЯ

Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины ОС-1 на месторождении Кожасай с проектной глубиной 3800 м», разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86). Выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

РЕФЕРАТ

Месторождение Кожасай расположено в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан. (Рисунок 4.1).

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

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

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

Данный проект является основным документом на строительство оценочной скважины ОС-1 проектной глубиной 3800 м.

Данным проектом предусматривается:

Конструкция скважин:

Направление Ø508 мм	0 – 40 м
Кондуктор Ø339,7 мм	0 – 700 м
Тех.колонна Ø244,5 мм	0 – 3300 м
Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм	0 – 3800 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)	Кожасай
Номера скважин, строящихся по данному проекту	Оценочной скважин ОС-1
Расположение (суша, море)	суша
Цель бурения и назначение скважины	Перевод запасов из категории С ₂ в более изученную категорию С ₁ .
Год бурения,	2026 – 2027 гг.
Проектный горизонт	КТ - II
Проектная глубина, м: - по вертикали - по стволу	3800м
Число объектов испытания: в открытом стволе в колонне	- 1
Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
Азимут бурения, градус	-
Максимальный зенитный угол, градус	-
Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30м	-
Способ строительства скважины	безамбарный
Способ бурения	Роторный /забойный двигатель (ВЗД)
Вид привода	Дизель-электрический
Вид монтажа (первичный, повторный)	Смешанный
Тип буровой установки	ZJ-50, ZJ-70 грузоподъемности не менее 450тн или аналог
Тип вышки	Телескопическая
Максимальная масса колонны, тн обсадной бурильной с КНБК суммарная (при спуске секциями)	263,01 139,9
Тип установки для испытаний	Грузоподъемностью не менее – 125 тн
Продолжительность цикла строительства скважины, сут. В том числе: строительно-монтажные раб (мобилизация, монтаж), сут подготовительные работы к бурению бурение и крепление испытание в том числе: в процессе бурения в эксплуатационной колонне	200 15 5 90 - 90
Проектная коммерческая скорость бурения, м/ст-мес.	1267
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	508,0 (20")	0	40	-	40
2	Кондуктор	339,7 (13" 3/8)	0	700	-	700
3	Промежуточная колонна	244,5 (9" 5/8)	0	3300	-	3300
I вариант						
4	Эксплуатационная колонна	177,8 (7")	0	3800	-	3800
II вариант						
5	Эксплуатационная колонна	168,3	0	3800	-	3800

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

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность трубормонтной базы, площадки, тыс. м бурильных труб	Наличие тампо- нажной конторы, цеха	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания (электробур 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		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	Электромонтеров					вывозу	захоронению	сбросу
Интервал глубины, м		количество	число смен в сутки													
При бурении				при испытании												
от	до	от	до	от	до											
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	-	Шлам	См гл 2, табл 4.2.6			
												ОБР				
												Сточные воды				

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 №1195519/2026/1 от 04.05.2026г. между ТОО «КазНИГРИ» и ТОО «КАЗАХОЙЛАКТОБЕ» на разработку «Индивидуального технического проекта на строительство оценочной скважины ОС-1 на месторождении Кожасай» на территории в Актюбинской обл. Республики Казахстан
2	Техническое задание на разработку «Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины ОС-1 на месторождении Кожасай с проектной глубиной 3800м», на территории в Актюбинской обл. Республики Казахстан»
3	Анализу разработки разработки месторождения Кожасай, Протокол ЦКРР РК №53/2 от 25.07.2024 г.
4	Дополнение к проекту разработки месторождение Кожасай (по состоянию на 2026г)
5	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)	Кожасай
Блок (номер или название)	-
Административное расположение: Республика Область (край) Районы	Казахстан Актюбинская Байганинский район
Год ввода, г: месторождения в эксплуатацию	1983
Расположение (суша, море)	2003
Температура воздуха, 0 С • среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	+ 5,5 °С выше + 40 °С до – 33-45 °С
Среднегодовое количество осадков, мм	237
Максимальная глубина промерзания грунта, м	0,8
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	189
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	151
Продолжительность отопительного период, сут.	180
Азимут преобладающего направления ветра, град	Солтүстік Шығыс/ Солтүстік Батыс
Наибольшая скорость ветра, м/с	6,7
Толщина снежного покрова см	25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	Равнина, слегка холмистая
Состояние местности	Суша, сельскохозяйственные угодья
Глубина промерзания грунта, м	2
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа
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	2,7	Норма отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74

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

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей питьевая вода для бытовых нужд, энергоснабжение, связь, местные материалы) и т.п.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо и энергопровода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	Водопровод в/промышленный	-	Автоцистернами
Питьевая вода:	пос. Шубарши	-	Автоцистернами
Энергоснабжение	Дизель электростан- ция	На буровой площадке	Автономное
Связь	Спутниковая/сото вая	На площади работ	Связь с головным офисом и представительством

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

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

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Жаназол - Эмба - Актобе	85,0	Нет	-	-
Да	Жаназол -Кенкияк- Темир	38,0	Нет	-	-

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления:

«Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины ОС-1 на месторождении Кожасай с проектной глубиной 3800 м», на территории в Актюбинской области Республики Казахстан.

Цель бурения: Перевод запасов из категории C_2 в более изученную категорию C_1 .

Проектная глубина – 3800м

Проектный горизонт: КТ-II

Общие сведения о месторождении

Месторождение Кожасай в административном отношении находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан.

Месторождение Кожасай расположено в 245 км от города Актюбинска. Ближайший населенный пункт - пос. Кожасай находится в 1,5 км (рис.4.1).

Железнодорожный узел Эмба находится около 120 км к северо-востоку от площади Кожасай. Сообщение с городом Актобе, а также с нефтепромыслами Кенкияк и Жанажол осуществляется по шоссейной дороге. В непосредственной близости, в 5 км к северо-востоку, находится разрабатываемое месторождение Жанажол, где построен базовый поселок нефтедобытчиков и действует небольшой завод по получению серы из растворенного в нефти газа.

Транспортировка добываемой нефти от месторождения Кожасай до промысла Кенкияк осуществляется по нефтепроводу и далее по магистральному нефтепроводу, который проходит на расстоянии 100 км - до города Орск (Россия).

Район работ расположен в пределах Предуральского плато и представляет собой слабо всхолмленную равнину с редкой сетью балок и оврагов. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +140 м до +260 м и повышаются с запада на восток, от правобережья р. Эмба в сторону Мугаджарских гор.

Гидрографическая сеть представлена рекой Эмба и левыми притоками рек Атжаксы и Ащисай. Главной водной артерией является р. Эмба, которая пересекает площадь с северо-востока на юго-запад и имеет постоянный водоток. Источники питьевой воды находятся на месторождении, в пределах песчаного массива Кокжиде.

Климат района резко континентальный, с сухим жарким летом и холодной зимой. Летом температура поднимается до +40°C +43°C, с частыми сильными ветрами преимущественно восточного направления. Зимой температура воздуха понижается до -45°C. Высота снежного покрова составляет 15–25 см. Среднегодовое количество атмосферных осадков не превышает 170 мм.

Население района малочисленное, основным занятием его является работа на нефтепромысле и животноводство.

Растительность района работ бедная. Весной травяной покров обилен, представлен полынью, ковылем и различными злаками, к лету всё выгорает. По берегам реки Эмба и на окраине песков растет тальник, джида, по балкам встречаются заросли кустарника.

Животный мир представлен млекопитающими – дикими кабанами, встречаются зайцы и корсаки, из пресмыкающихся – ужи и степные гадюки, из пернатых – орлы, ястребы, куropатки.

На рассматриваемой территории имеются ресурсы строительных материалов: песок, глина.



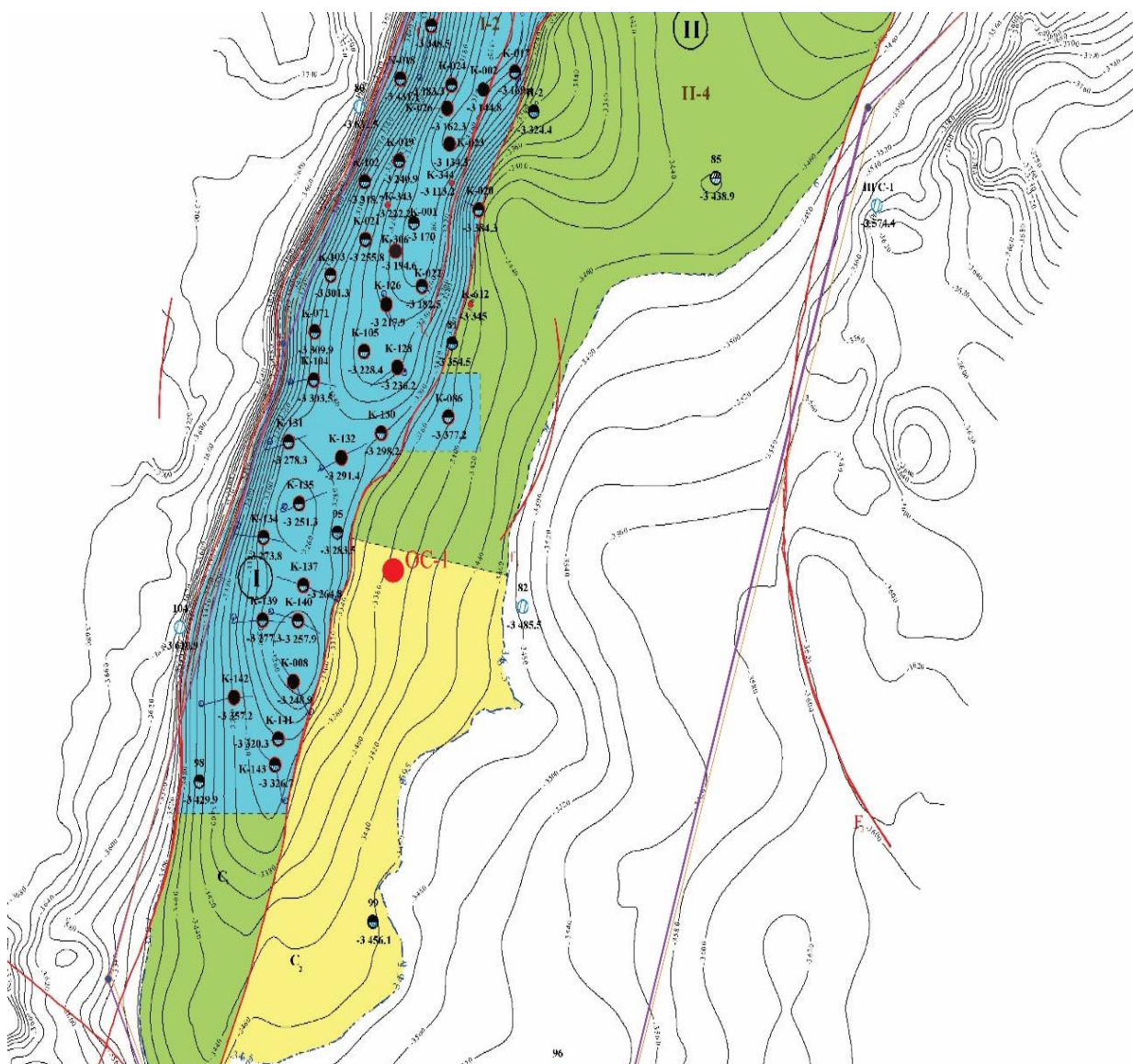


Рис. 4.2 - Структурная карта по кровле коллектора. Продуктивная толща КТ-II-II.

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
3	340	Меловая	К	-	-	1,15
340	580	Юрская	J	-	-	1,15
580	850	Триасовая	T	-	-	1,15
850	2685	Верхняя пермь	P ₂	-	-	1,15
2685	3010	Кунгурский ярус (нижняя пермь)	P _{1kg}	-	-	1,10
3010	3250	Нижняя пермь (артинский-ассельские ярус)	P _{1ar+as}	-	-	1,10
3250	3355	Карбонатная толща КТ-I, верхний карбон	C _{3g+k}	-	-	1,10
3355	3410	Межкарбонатная терригенная толща, МКТ, средний карбон	C _{2m2pg}	-	-	1,10
3410	3800	Карбонатная толща КТ-II, нижний карбон	C _{2m1-C1v}	-	-	1,10

Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Характеристика
	От	До	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
К	3	340	Пески	25	кварцевые, светло-серые, разномзернистые плохо окатанные и отсортированные
			Песчаники	50	полимиктовые, серые, светло-серые, голубовато-серые, мелко-среднезернистые, с плохо окатанными и отсортированными зернами, на глинистом цементе, слабо крепкие, рыхлые.
			Глины	25	серые, светло-серые, песчанистые, тонко-дисперсные, алевролитистые, с включениями ОРД.
J	340	580	Угли	10	черные, крепкие, слоистые.
			Глины	30	серые, голубовато-серые, местами коричневые, алевролитистые, песчанистые, вязкие, пластичные, слоистые, с ОРД, рыхлые, реже слабо уплотненные.
			Песчаники	50	полимиктовые, голубовато-серые, глинистые, средне-мелкозернистые, слабо крепкие, местами сильно рыхлые, цементация не прочная, с включениями гнезд пирита.
			Пески	10	светло-серые, кварцевые, среднезернистые, зерна разной окатанности.
T	580	850	Глины	40	серые, голубовато-серые, коричневые, красновато-коричневые, песчанистые, известковистые, алевролитистые, вязкие, пластичные, ОРД, реже уплотненные, слоистые, однородные.
			Песчаники	35	серые, голубовато-серые, буровато-серые, глауконитово-кварцевые, глинистые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, средне крепкие, местами крепкие, на глинисто-карбонатном цементе.
			Известняки	10	белые, светло-серые, тонкокристаллические, микрокристаллические, скрытокристаллические, пелитоморфные, массивные, плотные, местами рыхлые, с редко крепкого известняка, биоморфно-детритовые, крепкие, участками трещиноватые.
			Гравий	15	кварцевый, светло-серый, серый, темно-серый, бурый, пестроокрашенных зерен кварца и кремнистых и метаморфических пород с примесью крупнозернистых песков, крепкий, хорошо окатанный, плотный
			Глины	20	коричневые, красновато, темно-коричневые, слабо известковистые, песчанистые, уплотненные, алевролитистые, однородные, частично уплотненные, вязкие, пластичные однородные, с пропластками рыхлого известняка, с гнездами серых, песчанистые, плотные, участками переходящие аргиллиты, реже мягкие.
			Известняки	15	белые, светло-серые, пелитоморфные и тонкокристаллические, трещиноватые, биоморфно-детритовые, массивные, крепкие, с прожилками кальцита, плотные.

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6
P ₂	850	2685	Гравий	15	пестроокрашенных зерен кварца и представлен раздробленной галькой и зернами кальцита, кремнистых и метаморфических пород с примесью крупнозернистых песков, крепкий, хорошо окатанный, плотный.
			Пески	5	белые, серые бурые, пестроцветные, разнозернистые, полимиктовые, кварцевые, мелкозернистые, зерна разной окатанности.
			Песчаники	10	серые, бурые, голубовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые, глинистые, на карбонатно-глинистом цементе, средней и слабой крепости, ОРД, зерно окатанные, хорошо окатанные, хорошо отсортированные, плотные,
			Аргиллиты	10	красновато-коричневые, алевроитистые, слабо карбонатные, песчанистые, глыбовые, массивные, от средних твердых до твердых, плотные, реже рыхлые.
			Гравелиты	5	красновато-коричневые, от светлых до темных тонов, полимиктовые, разнозернистые, полуокатанные, представленные преимущественно обломками кварцевого и кремнистого состава, на глинисто-карбонатном цементе, крепкие.
			Алевролиты	10	светло-коричневые, коричневые, алевроитистые, тонко-мелкозернистые, слюдисто-кварцевые, песчано-глинистые, плотные, часто с обилием ОРД.
			Ангидриты	5	Белые, серовато-белые, тонкокристаллические, плотные, массивные, с тонкими прослоями гипса.
			Мергели	5	Светло-серые, пятнистые, полосчатые, известковистые, плотные, средне крепкие, местами рыхлые.
P ₁ kg	2685	3010	Соль	-	вероятны пропластки солей.
			Глины	20	серые, тонко-серые, реже буроватые, слюдисто-кварцевые, с карбонатным цементом, плотные, с редко крепкие, с включением ОРД, алевроитистые, известковистые, в основном, микро слоистые, слабо карбонатные, уплотненные и мягкие.
			Алевролиты	20	серые, светло-серые, бурые, тонкозернистые, слюдисто-кварцевые, средне-крепкие,
			Аргиллиты	20	коричневые, серые, алевроитистые, карбонатные, слюдистые, песчанистые, слабо карбонатные, крепкие с ОРД, иногда пиритизированные, плотные.
			Ангидриты	10	белые, серые, матовые, реже полупрозрачные, мелкозернистые, массивные, плотные, крепкие.
			Песчаники	10	зеленовато-серые, серые, кварцевые, кварц-глауконитовые, крупнозернистые, полимиктовые, на глинистом и глинисто-карбонатном цементе, средне крепкие, ОРД.
			Мергель	5	серые, пятнистые, глинистые, пелитоморфные, слабо крепкие, местами плотные, однородные, рыхлые.
			Доломиты	5	серовато-коричневые, грязно-коричневые, пятнистые, скрыто-тонкокристаллические, известковистые, плотные, трещиноватые, крепкие, массивные.
			Известняки	5	Белые, тонкокристаллические, в основном пелитоморфные, средне крепкие, рыхлые, глинистые.

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6
			Гипсо-Ангидриты	5	белые, светло-серые, пелитоморфные, в основном слабо крепкие, местами плотные, переходящие в ангидриты.
P _{1ar+as}	3010	3250	Аргиллиты	35	серые, темно-серые, массивные, слоистые, плотные, крепкие с ОРД и с пропластками рыхлого гипса, алевроитистые, известковистые, массивные.
			Песчаники	15	серые, светло-серые, кварцевые, на карбонатно-глинистом цементе, порово-базального типа, от крепких до слабо крепких, с включениями ОРД.
			Мергели	25	серые, светло-серые, пятнистые, глинистые, однородные, плотные, местами пелитоморфные, перетертые, участками рыхлые с прослойками аргиллитов, средней крепости.
			Гипсы	10	белые, светло-серые, пелитоморфные, массивные, плотные, крепкие.
			Известняки	5	светло-серые, серые, бежевые, биоморфные-детритовые, массивные, плотные, крепкие.
			Алевролиты	5	Серые, слюдисто-кварцевые, на глинистом цементе, плотные, средне крепкие с ОРД.
			Доломиты	5	серые, белые, массивные.
C _{3g+k} (КТ-I)	3250	3355	Мергели	40	серые, светло-серые, пятнистые, глинистые, реже полосчатые, плотные, средне крепкие, однородные, от средне крепких, до рыхлых, с прослоями известняков.
			Аргиллиты	30	серые, темно-серые, известковистые, плотные, средне крепкие, слоистые, местами трещиноватые с включениями ОРД.
			Известняки	30	белые, серые, реже пятнистые, глинистые, биоморфно-детритовые, местами буроватые, тонко-скрытокристаллические, пелитоморфные, плотные, массивные, средне крепкие.
C _{2m₂pg} (МКТ)	3355	3410	Известняки	35	белые, светло-серые, биоморфно-детритовые, массивные, плотные, от средне крепких до крепких, плотные, местами трещиноватые.
			Аргиллиты	25	серые, темно-серые, известковистые, слоистые, плотные, алевроитистые, слабо известковистые, крепкие.
			Алевролиты	20	серые, голубовато-серые, слюдистые, с карбонатным цементе, средне крепкие, местами рыхлые, с большим содержанием ОРД.
			Песчаники	20	серые, светло-серые, кварцевые, крупнозернистые, кварцевые, крепкие, на глинисто-карбонатном цементе базального типа плотные средне слабо крепкие, песчаники сильно разрушенные.
C _{2m₁-C_{1v}} (КТ-II)	3410	3800	Известняки	50	бежевые, светло-коричневые, микропористые, трещиноватые, мелко-тонкозернистые местами скрытокристаллические, крупнокристаллические, в основном биоморфно-детритовые, иногда слабо тонко пористые. Резкий запах УВ. После воздействия соляной кислотой образуется светлая масляная пленка. Участками отмечаются гнезда темно-серых глин.
			Аргиллиты	30	серые, зеленовато-серые, алевроитистые, известковистые, слабо крепкие, рыхлые
			Алевролиты	20	темно-серые, серые, тонко-мелкозернистые, средней крепости, местами рыхлые, разрушенные, на глинисто-карбонатном цементе.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название Горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Абразивность	Коэффициент- пластичности	Категория пород по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	От	До										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
К	3	340	Пески	1,7-1,8	15-30	0,01-2,5	5-45	0-10	10-20	II-III	0,17-0,45	Средние
			Песчаники									
			Глины									
J	340	580	Угли	1,8-2,3	5-30	0,001-2,5	5-45	0-10	10-20	II-III	0,17-0,45	Средние
			Глины									
			Песчаники									
			Пески									
T	580	850	Глины	1,8-2,4	5-15	0,001-0,5	5-45	10-70	50-125	II -III	0,1-4,6	Средние
			Песчаники									
			Известняки									
			Гравий									
P ₂	850	2685	Глины	2,0-2,4	5-15	0,01-0,2	5-20	10-70	10-30	III-IV	0,17-0,45	Средние, твердые
			Известняки									
			Гравий									
			Пески									
			Песчаники									
			Аргиллиты									
			Гравелиты									
			Алевриты									
			Ангидриты									
			Мергели									

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
P ₁ kg	2685	3010	Глины	2,03-	5-10	0,001	5-20	0-5	10-30	III-IV	0,17-0,45	Средние,
			Алевролиты									
			Ангидриты									
			Песчаники									
			Мергели									
			Доломиты									
			Известняки									
			Гипсо-Ангидриты									
P _{1ar+as}	3010	3250	Аргиллиты	2,55-2,71	10-15	0,001-0,5	10-90	2-90	10-50	III-VI	0,25-0,5	Средние, твердые
			Песчаники									
			Мергели									
			Гипсы									
			Известняки									
			Алевролиты									
			Доломиты									
C _{3g+k} (КТ-I)	3250	3355	Мергели	2,55-2,71	10-15	0,001-0,5	0-10	2-90	10-50	III-VI	0,25-0,5	Средние- твердые, твердые
			Аргиллиты									
			Известняки									
C _{2m2pg} (МКТ)	3355	3410	Известняки	2,4-2,6	10-15	0,001-0,5	0-10	2-90	10-50	III-VI	0,25-0,5	Средние- твердые, твердые
			Аргиллиты									
			Алевролиты									
			Песчаники									
C _{2m1-C1v} (КТ-II)	3410	3800	Известняки	2,71-2,8	0,11-20,5	0,001- 890,58	-	2-90	10-50	III-VI	0,25-0,5	Средние- твердые, твердые

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 стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, Дарси на сПз	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Дебит, м ³ /сут.	Параметры растворенного газа					
	От (верх)	До (низ)		В пластовых условиях	После дегазации					Газосодержание нефти, м ³ /т	Содержание H ₂ S, %	Содержание CO ₂ , %	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, Мпа
C ₂ m ₁ -C ₁ v (КТ-II)	3415	3730	Карбонатный, трещинный	0,650	0,836	-	0,82	3,51	42,0	670	-	-	0,69	21,50	23,5

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

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс Стратиграфичес- кого подразделения	Интервал испытания, м		Тип коллектора	Состояние (газ. Конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, %	Относительная плотность газа по воздуху %	Свободный дебит, Тыс.м3/сут	Плотность конденсата, г/см3		Фазовая про- ницае- мость, мдарси
	От (верх)	До (низ)							В пласто- вых усло- виях	На устье скв.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
В разрезе газовые залежи отсутствуют											

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

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плотность, г/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
	От (верх)	До (низ)												
						Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	rNa ⁺ /r Cl	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
C _{2m1} - C _{1v} (КТ-II)	3670	3800	Карбонатный, трещинный	1,05	3	891,3	1430,2	49489,7	20526,8	1509,4	8460,8	82,30	ХЛК	Нет

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

Таблица 4.8 – Давление и температура по разрезу скважины (в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов; ПСР – прогноз по сейсморазведочным данным; ПФГ – прогноз по геофизическим исследованиям; РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м		ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ												Температура в конце интервала	
	От (верх)	До (низ)	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			градус	Источ- ник полу- чения
			кгс/см ² на м		Источ ник полу- чения	кгс/см ² на м		Источ ник полу- чения	кгс/см ² на м		Источ ник полу- чения					
			От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K	3	340	0	0,079	РФЗ	0	0,079	РФЗ	0	0,162	РФЗ	0	0,195	РФЗ	3,0	РФЗ
J	340	580	0,079	0,101	РФЗ	0,079	0,101	РФЗ	0,162	0,180	РФЗ	0,195	0,196	РФЗ	12,0	РФЗ
T	580	850	0,101	0,105	РФЗ	0,101	0,105	РФЗ	0,180	0,185	РФЗ	0,197	0,198	РФЗ	24,5	РФЗ
P ₂	850	2685	0,105	0,110	РФЗ	0,105	0,110	РФЗ	0,185	0,186	РФЗ	0,198	0,199	РФЗ	57,6	РФЗ
P _{1kg}	2685	3010	0,110	0,120	РФЗ	0,110	0,120	РФЗ	0,186	0,187	РФЗ	0,199	0,200	РФЗ	73,0	РФЗ
P _{1ar+as}	3010	3250	0,120	0,125	РФЗ	0,120	0,125	РФЗ	0,187	0,189	РФЗ	0,200	0,201	РФЗ	73,0	РФЗ
C _{3g+k} (КТ-I)	3250	3355	0,125	0,120	РФЗ	0,125	0,120	РФЗ	0,189	0,190	РФЗ	0,201	0,202	РФЗ	77,7	РФЗ
C _{2m2pg} (МКТ)	3355	3410	0,120	0,115	РФЗ	0,120	0,115	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,202	0,203	РФЗ	85,6	РФЗ
C _{2m1} -C _{1v} (КТ-II)	3410	3800	0,115	0,110	РФЗ	0,115	0,110	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,203	0,203	РФЗ	98,4	РФЗ

4.3 Возможные осложнения

Таблица 4.9 – Поглощения бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² •м)		Условия возникновения
	от	до				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P ₂	850	2685	Частичное	-	нет	-	-	При несоблюдении технологии операции
P _{1ar} +as	3010	3250	Частичное	-	нет	-	-	
C _{2m1} -C _{1v}	3410	3800	Частичное	-	нет	-	-	

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

Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Параметры бурового раствора			Время до начала осложнения сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	От (верх)	До (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	«Показатель водоотдачи, при которой возможны осыпи и обвалы стенок скважины»		
К, J, T	3	850	Глинистый	1,17	<10	В процессе бурение	Промывка и проработка интервалов сужений

Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	От (верх)	До (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
C ₂ m ₁ -C ₁ v (KT-II)	3415	3730	Нефть	0,730	Вод проявления возможно при недостаточной репрессии на пласты при бурении	При СПО и других остановках возможно раз газирование бурового раствора, перелив
	3735	3800	Вода	0,88		

Таблица 4.12 – Прихватоопасные

Индекс стратиграфически- кого подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальники- образования)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничения на оставление инструмента без движения (да, нет)	Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		Тип раствора	Плотность, г/см ³	Водоотда- ча, см ³ /30 мин	Смазыва- ющие добавки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P ₂	850	2685	Заклинки	Полимер- калиевый	1,30	8-9	Т-80	да	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя
C ₂ m ₁ -C ₁ v	3410	3800	Сальника-образование, заклинки		1,12	10-12			

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

Таблица 4.13 – Текучие породы

Индекс стратиграфически- кого 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
P ₁ kg	2685	3010	соль	Поддерживать параметры бурового раствора по проекту. Заслонение бурового раствора согласно проекту.	Несоблюдение параметров бурового раствора

Таблица 4.14 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфическ и-кого подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения желеобразование, перегиб ствола, искривление, грифон образование.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения.
	От (верх)	До (низ)		
1	2	3	4	5
T – C ₂	580	3800	Желеобразование, каверн образование, течение солей, размыв стенок скважины, смятие обсадных колонн, осыпи аргиллитов, сужение ствола скважины	Набухание глинистых частиц под воздействием фильтрата бур. раствора или образование толстых глинистых корок против проницаемых пород

4.4 Исследовательские работы

Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфически-го подразделения керна	Параметры отбора керна		Интервал по стволу, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения шлама	Интервал, м		Частота отбора шлама через м.	Глубина отбора грунта, м	Тип бока-вага 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
C ₂ m ₁ -C ₁ v (КТ-II)	101,6	18	3415	3800	385	К- C ₂ m ₂ pg	3	3415	10	-	-	-

Примечание: Интервалы отбора керна, шлама корректируется геологической службой ЗАКАЗЧИКА по фактически вскрываемому разрезу. При проявлении признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновения признаков и отбор шлама производить через каждое 2 метра. Необходимо обеспечить вынос керна не менее 90%. Интервалы отбора керна могут быть откорректированы по данным ГИС и шламу.

Таблица 4.16 – Геофизические исследования

Наименование исследований	Замеры и отборы производятся в интервале, м		Примечание
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
1. ПС (каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации) 2. КВ (кавернометрия), профиле метрия 3. БК (боковой каротаж) 4. ГК (гамма-каротаж) 5. НГК/2ННК (нейтронный гамма-каротаж или нейтрон-нейтронный каротаж) 6. АК (акустический каротаж) 7. Гак (гамма-гамма каротаж плотностной) 8. Термометрия 9. Инклинометре 10. Резистивиметрия	0	700	Каротаж (под 339,7 мм под кондуктором)
1. ПС (каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации) 2. КВ (кавернометрия), профиле метрия 3. БК (боковой каротаж) 4. ГК (гамма-каротаж) 5. НГК/2ННК (нейтронный гамма-каротаж или нейтрон-нейтронный каротаж) 6. АК (акустический каротаж) 7. ГГКп (гамма-гамма каротаж плотностной) 8. Термометрия 9. Инклинометрия 10. Резистивиметрия	700	3300	Каротаж (под 244,5 мм под техническую колонну)

Продолжение таблицы 4.16

1	2	3	4
1. ПС (каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации), Профилеметрия, ГК-С 2. 2ННК (нейтрон-нейтронный каротаж в единицах пористости/водород содержания/на матрицу известняка). 3. ГГК-П-Литоплотностной 4. МБК (много зондовой боковой каротаж) 5. АК (акустический каротаж с определением продольной и поперечной волны) 6. Электрический микроимиджер 7. Термометрия 8. Инклинометрия 9. Резистивиметрия 10. MDT(модульный пластоиспытатель на кабеле)	3400	3800	Детальный комплекс ГИС (под 177,8 мм эксплуатационную колонну)
1. ОЦК (термометрия для определения высоты подъема цемента) 2. АКЦ-ФКД (акустическая фазо-корреляционная цементометрия)	0	700	Каротаж после спуска 339,7 мм кондуктора с целью определения качества цементирования
1. ОЦК (термометрия для определения высоты подъема цемента) 2. АКЦ-ФКД (акустическая фазо-корреляционная цементометрия)	0	3300	Каротаж после спуска 244,5 мм технической колонны с целью определения качества цементирования
1. ОЦК (термометрия для определения высоты подъема цемента) 2. АКЦс (акустическая цементометрия секторная) 3. Гамма-гамма цементометрия (СГДТ) 4. Электромагнитная дефектоскопия (СГДТ)	0	3800	Каротаж после спуска 177,8 мм технической колонны с целью определения качества цементирования
Геолого-технологические исследования (ГТИ) и газовый каротаж (ГК)	700	3800	Станция ГТИ

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

- Согласно п. 672 «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей».

Производитель ГТИ должен иметь документы на осуществление этого вида работ.

- Согласно п. 696 «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей». -

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

С глубины 700 до забоя устанавливается станция геолого-технических исследований (ГТИ). При проведении ГТИ необходимо соблюдения Правил обеспечения промбезопасности от 30.12.2014г за №355. Глава 6 параграфа 3.

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

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

4.5 Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации
Таблица 4.18 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
КТ-II	1	3420	3700	-	-	Цемент, колонна	Стационарная	Фонтан возможен	3	3, 5, 7	Снижение уровня с помощью ГНКТ и азотным копрессором, свабированием, освоение глубинными насосами	-	1,03-1,1

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, гидропескоструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора, шт.	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ	Насадки для гидропеско- струйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	Плотность, г/см ³								диаметр, мм	коли- чество, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Тех. Вода (рассол)	1,03-1,1	280	Кумулятивный	перфоратор типа ЗПК 114-АТ-М-04 или Predator 2 7/8 с плотностью перфорации 16 отверстий на 1 пог. м	16	160	1	да	не предусмотрено	

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

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 перфорора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одно-временно спускаемых зарядов, шт.	Местные нормы времени, сут.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
В процессе испытания при необходимости по решению Заказчика предусмотрена интенсификация притока пластового флюида физико-химическими, теплофизическими, гидромеханическими и другими операциями											

Таблица 4.21 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора; повторное понижение уровня 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 снятие 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	Коэффициент сжима- емости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Таблица не несет информации									

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

Индекс стратиграфического подразделения	Относится ли объектам, которые (да, нет)		Предусмотрено ли (да, нет)			Для эксплуатационных скважин требуется ли исключить из состава основных работ (да, нет)			Работы по испытанию проводятся в 1, 1.5, 2 или 3 смены	Требуется ли двукратное применение работ после интенсификации притока (да, нет)
			Шаблонирование обсадной колонны	Для эксплуатационных скважин						
	При мощности до 5 м представлены пропластками	При мощности до 6м имеют подошвенную воду			Задавка скважин через НКТ	Использование норм по ССНВ для эксплуатационных скважин	Вызов притока в нагнетательной скважине	Гидрогеодинамические исследования в эксплуатационной скважине		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Таблица не несет информации										

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

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 5.1 - Характеристика и устройство направления

Характеристика трубы					Стандарт на изготовление	Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, м	Длина, м	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Масса, т		
1	2	3	4	5	6	7
На устье скважины предусмотреть шахту (приустьевой приямок). Шахта представляет собой прямоугольный железобетонный колодец, с внутренними размерами 2х2х1,5 м.						

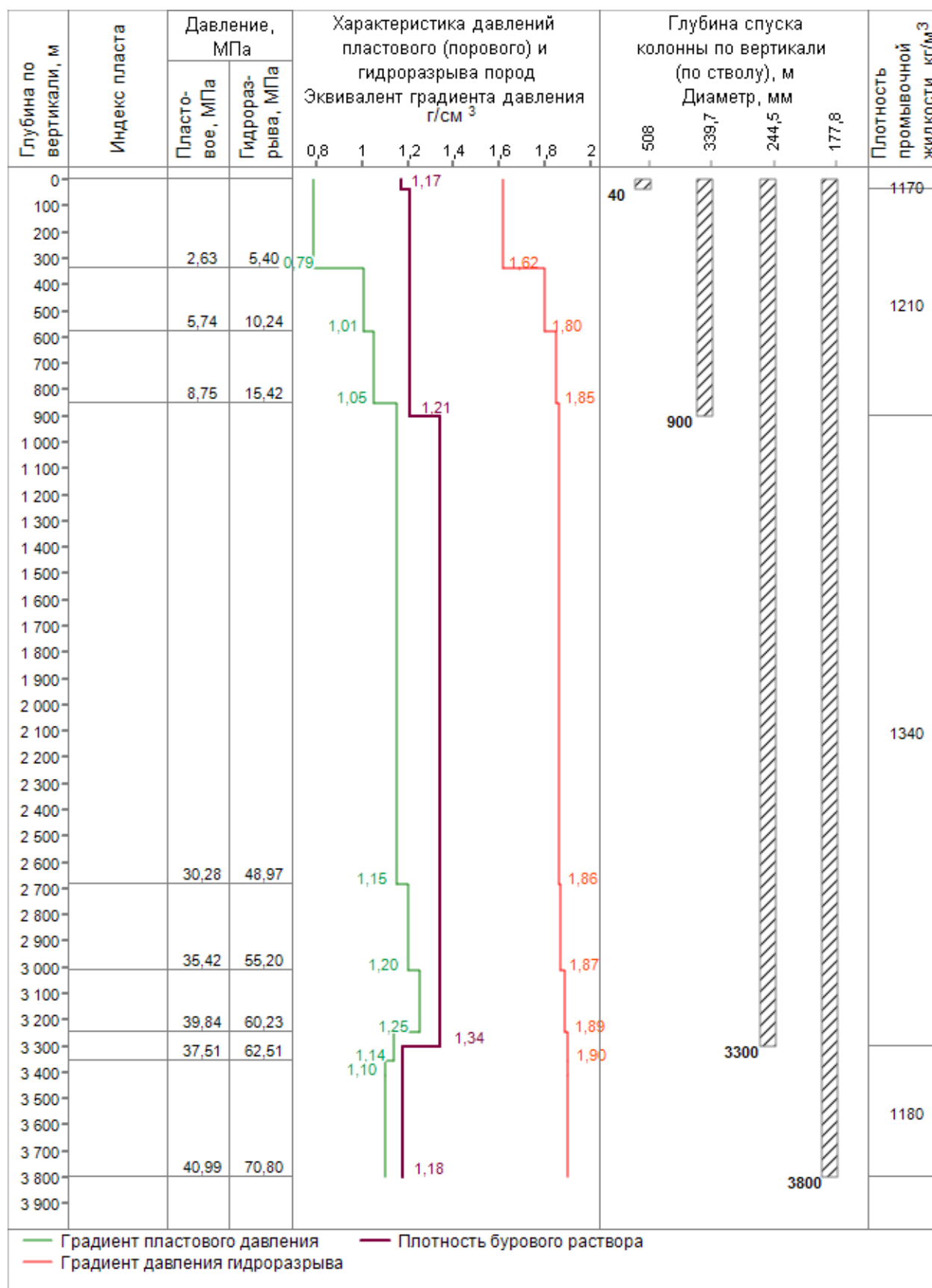


Рис 5.1 - Совмещенный график давлений

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 Ø508мм	0	40	660,0	0	1	1	0	40	Предохранение устья скважины от размыва, создание канала циркуляции.
2	Кондуктор Ø339,7мм	0	700	444,5	0	1	1	0	700	Перекрытие отложений юры и триаса, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса.
3	Тех. колонна Ø244,5мм	0	3300	311,1	0	1	1	0	3300	Перекрытие отложений верхней перми, кунгурского яруса и нижней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужение ствола скважины.
I вариант										
4	Эксплуатационная Ø177,8мм	0	3800	212,7	0	1	1	0	3800	Перекрытие карбонатных отложений КТ-II, нижний карбон, где возможны осложнения, связанные с поглощением бурового раствора, обвалы и осыпи трещиноватых пород, сужение, прихваты или провалы бурового инструмента, также возможны осложнения.
II вариант										
5	Эксплуатационная Ø168,3мм	0	3800	212,7	0	1	1	0	3800	Перекрытие карбонатных отложений КТ-II, нижний карбон, где возможны осложнения, связанные с поглощением бурового раствора, обвалы и осыпи трещиноватых пород, сужение, прихваты или провалы бурового инструмента, также возможны осложнения.

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

Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Раздельно спускаемые части												
	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска (табл. 5.2, гр.8)	Количество частей	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м		Ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части					
								Количество типов соединений, шт	Номер в порядке спуска	Условный код типа соединения	Максимальный наружный диаметр соединения,	Интервал установки труб с заданным типом	
					От (верх)	До (низ)						От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	508,0	0	40	11,13	1	1	Батресс	533,0	0	40
2	1	1	1	339,7	0	700	10,92	1	1	Батресс	365,0	0	700
3	1	1	1	244,5	0	3300	13,84	1	1	Батресс	270,0	0	3300
I вариант													
4	1	1	1	177,8	0	3800	10,36	1	1	Батресс	196	0	3800
II вариант													
5	1	1	1	168,3	0	3800	12,06	1	1	Батресс	188	0	3800

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

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

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

	При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия: — Обеспечение систематического контроля показателей свойств бурового раствора и поддержание их согласно требованиям ГТН. — Обеспечение буровой (до начала бурения) следующим минимумом ловильного инструмента, соответствующего размерам скважины и применяемым бурильным трубам и УБТ: колокол с воронкой, метчик, магнитный фрезер. Ловильный инструмент должен быть исправлен, смазан и иметь соответствующие переводники под бурильные трубы. На каждый ловильный инструмент необходимо иметь эскизы с указанием размеров. — Перед спуском долот в скважину бурильщик обязан проверить диаметр долота, состояние присоединительной резьбы, сварных швов, люфт шарошек. — Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером сработки предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом. — Немедленно начать подъем инструмента при резком падении механической скорости в 2,5–3 раза за последние 15–20 минут бурения. — Запрещается крепление долот ротором. — В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, 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.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
--	--	---

	— 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 соединений УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами. — 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;	Предупреждение газонефтеводопроявлений

	— 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; — 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

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 вертикальная						

Примечание: при бурении вертикальных скважин отклонение от вертикали не должно превышать 3-5 градусов согласно пункту 71 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

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 бурильной колонны, необходимо использовать ингибированные системы буровых растворов.

Примечание:

возможно использование других реагентов идентичных по своему назначению, производимые другими фирмами;

во время бурения первой скважины, в случае необходимости, рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать.

Контроль качества и подготовка бурового раствора

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

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

Расчетные объемы раствора для интервалов приведены в таблице 7.4.

7.1 Обоснование плотности бурового раствора

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

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

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

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

Интервал 0 – 700 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 * 0,102 * (1,1 \div 1,15) = 1,12 \div 1,17 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,12-1,17 г/см³. С учётом необходимости стабилизации стенок скважины и в то же время минимизации риска поглощения в верхний отложений, для расчёта принимаем оптимальную плотность бурового раствора 1,17 г/см³.

Интервал 700 – 3300 м:

Под интервал 700 – 2000 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 * 0,11 * (1,05 \div 1,1) = 1,16 \div 1,21 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого под интервал допускается применение раствора плотностью 1,16-1,21 г/см³.

Под интервал 2000 – 3300 м

$$\rho_{б.р.} = 10 * 0,125 * (1,04 \div 1,07) = 1,30 \div 1,34 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого под интервал допускается применение раствора плотностью 1,30-1,34 г/см³.

Поэтому для под интервала 700 – 2000 м принимаем плотность бурового раствора 1,21 г/см³, а для под интервала 2000 – 3300 м – плотность раствора 1,34 г/см³.

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,30-1,34 г/см³.

Интервал 3300 – 3800 м

$$\rho_{б.р.} = 10 * 0,110 * (1,04 \div 1,07) = 1,14 \div 1,18 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,14-1,18 г/см³.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, 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.

Таблица 7.2 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, дПа		Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическое напряжение сдвига дПа
	От (верх)	До (низ)				1 мин	10 мин	Коллоидной (активной) части	Песка	Всего				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глинистая	0	700	1,12-1,17	50-60	8-10	-	-	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	-	-
Ингибированный полимеркалийевый	700	2000	1,16-1,21	40-45	5-7	10-20	30-40	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	3	25-30	70-80
Ингибированного соленасыщенного утяжеленный	2000	3300	1,30-1,34	40-45	4-5	20-25	40-50	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	3	25-30	70-80
Ингибированный полимеркалийевый	3300	3800	1,14-1,18	40-45	4-5	20-25	40-50	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	3	25-30	70-80

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 солестойкий JT-888 и POLYPAC LV;
3. В качестве реагента понизителя вязкости UNI-CAL CF бесхромный лигносульфонат
4. WO Defoam (пеногаситель) вводится для предупреждения вспенивания бурового раствора.
5. В качестве смазывающей добавки используется реагент типа Lube 167 или HY203;
6. Для предотвращения загрязнения бурового раствора ионами Ca⁺⁺, которые могут быть в цементе и воде, применяемой для приготовления бурового раствора, используется кальцинированная сода - Na₂CO₃;
7. KCl- ингибирующая добавка, наиболее эффективный ион, снижающий гидратацию (набухание) глин путем ионно-щелочного обмена.
8. Барит-утяжелитель поддержание плотности;

Таблица 7.3 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковыми 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	700	Глинистый	1,12-1,17	Да	Бентонит Каустическая сода Кальцинированная сода Разжижитель Полимер" PAC R/L " Вода техническая	2,60 2,13 2,53 1,12 1,60 1,02	в/с в/с в/с в/с в/с -	20 2 2 5 3 515
2	700	2000	Ингибированный полимеркалийевый	1,16-1,21	Нет	Каустическая сода Кальцинированная сода Разжижитель Полимер" PAC R/L " Полимер " JT-888" Смазывающая добавка Хлористый калий KCL Вода техническая	2,13 2,53 1,12 1,60 1,40 0,88 1,98 1,02	в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с -	2 2 7 4 3 10 15 315

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	2000	3300	Ингибированного соленасыщенного утяжеленный	1,30-1,34	Нет	Полимер "РАС R/L"	1,60	в/с	3
						Полимер "JT-888"	1,40	в/с	3
						Ксантановая	1,5	в/с	2
						биополимер	1,12	в/с	7
						Разжижитель	2,13	в/с	2
						Каустическая сода	2,53	в/с	2
						Кальцинированная сода	0,88	в/с	12
						Смазывающая добавка	0,95	в/с	0,6
						Пеногаситель	1,60	в/с	3
						Модифиц. крахмал	1,98	в/с	25
						Хлористый калий KCL	2,15	в/с	15
						Технические соль NaCl	1,03	-	210
						Вода техническая	4,2	в/с	по расчету
						Баритовый утяжелитель			
4	3300	3800	Ингибированный полимеркалиевый	1,14-1,18	Нет	Полимер "РАС R/L"	1,60	в/с	3
						Полимер "JT-888"	1,40	в/с	3
						Разжижитель	1,12	в/с	7
						Каустическая сода	2,13	в/с	2
						Кальцинированная сода	2,53	в/с	2
						Смазывающая добавка	0,88	в/с	10
						Пеногаситель	0,95	в/с	0,6
						Модифиц. крахмал	1,40	в/с	3
						KCL- хлористый калий	1,98	в/с	15
						Вода техническая	1,02	в/с	180

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

Таблица 7.4 - 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)			Величи на	Источ- ник	Попра- вочный коэфф-т	На исходный объем	На бурение интервала	Суммар- ная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	700	0,5	Глинистые раствор	1,0	Расчет		80	620	700
			Бентонит	20	- // -	1,0	1600	12400	14000
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	1240	1400
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	1240	1400
			Разжижитель	5	- // -	1,0	400	3100	3500
			Полимер "РАС R/L"	3	- // -	1,0	240	1860	2100
			Вода техническая	515	- // -	-	41200	319300	360500
700	2000	0,5	Ингибированный полимеркалийевый	0,94	Расчет	1,0	80	1220	1300
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	2440	2600
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	2440	2600
			Разжижитель	7	- // -	1,0	560	8540	9100
			Полимер "РАС R/L"	3	- // -	1,0	240	3660	3900
			Полимер "JT-888"	3	- // -	1,0	240	3660	3900
			Смазывающая добавка	10	- // -	1,0	800	12200	13000
			Хлористый калий KCL	15	- // -	1,0	1200	18300	19500
			Вода техническая	315	-	-	25200	384300	409500

Продолжение таблицы 7.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2000	3300	1,0	Ингибированного соленасыщенного утяжеленный	0,94	Расчет	1,0	80	1220	1300
			Полимер "РАС R/L"	3	- // -	1,0	240	3660	3900
			Полимер "JT-888"	3	- // -	1,0	240	3660	3900
			Ксантановая биополимер	2	- // -	1,0	160	2440	2600
			Разжижитель	7	- // -	1,0	560	8540	9100
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	2440	2600
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	2440	2600
			Смазывающая добавка	12	- // -	1,0	960	14640	15600
			Пеногаситель	0,6	- // -	1,0	48	732	780
			Модифиц. крахмал	3	- // -	1,0	240	3660	3900
			Хлористый калий KCL	25	- // -	1,0	2000	30500	32500
			Технические соль NaCl	15	- // -	1,0	1200	18300	19500
			Вода техническая	210	- // -	1,0	16800	256200	273000
			Баритовый утяжелитель	по расчету	-	-	по расчету	48806	48806
3300	3800	1,0	Ингибированный полимеркалиевый	0,84	Расчет		80	420	500
			Полимер "РАС R/L"	3	- // -	1,0	240	1260	1500
			Полимер "JT-888"	3	- // -	1,0	240	1260	1500
			Разжижитель	7	- // -	1,0	560	2940	3500
			Каустическая сода	2	- // -	1,0	160	840	1000
			Кальцинированная сода	2	- // -	1,0	160	840	1000
			Смазывающая добавка	10	- // -	1,0	800	4200	5000
			Пеногаситель	0,6	- // -	1,0	48	252	300
			Модифиц. крахмал	3	- // -	1,0	240	1260	1500
			KCL - хлористый калий	15	- // -	1,0	1200	6300	7500
			Вода техническая	180	- // -	1,0	14400	75600	90000

Таблица 7.5 - Потребность в барите для утяжеления бурового раствора

Интервал бурения, м		Расход бурового раствора, м ³	Плотность бурового раствора, кг/м ³		Норма расхода утяжелителя, q (т/м ³)	Понижающий коэффициент, $k = \frac{\rho_3 - \rho_2}{\rho_3 - \rho_1}$	Потребность утяжелителя, т, Q
от (верх)	до (низ)		до утяжеления, ρ_1	после утяжеления, ρ_2			
1	2	3	4	5	6	7	8
2000	3300	106,0	1210	1340	0,41	1,123	48,806
Итого потребность в барите для бурения							48,806 тонн

Таблица 7.6 - 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 цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Плотность, г/см ³	Норма расхода на обработку 1м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Разбуривание башмака в Ø339,7мм кондукторе	1	1	Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)	2,5	2	182
2	Разбуривание башмака в Ø244,5мм техническая колонна	1	1	Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)	2,5	2	319,9

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

Таблица 7.7 - 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
		0-700	700-2000	2000-3300	3300-3800	
1	2	3	4	5	6	7
Бентонит – структурообразователь	ГОСТ 25796-83	14,0	-	-	-	14,0
Каустическая сода – регулятор щелочности	ТУ 2132-185-00203312-99	1,4	2,6	2,600	1,0	7,6
Кальцинированная сода - для снижения общей жесткости	ТУ 2381-038-00209645-95	1,4	2,6	2,600	1,0	7,6
Разжижитель – понизитель вязкости	API	3,5	9,1	9,1	3,5	25,2
Lube 167 – смазочные добавки	API	-	13,0	15,6	5,0	33,6
Полимер " PAC R/L "- понизитель фильтрации	API	2,1	3,9	3,9	1,5	11,4
Полимер " JT-888 "- регулирование фильтрации	API	-	3,9	3,9	1,5	9,3
Ксантановой смолы - понизителя водоотдачи	API	-	-	2,6	-	2,6
Модифицированный крахмал – регулирование фильтрации	API	-	-	3,9	1,5	5,4
WO Defoam – пеногаситель	API	-	-	0,78	0,30	1,08
KCL - хлористый калий	ТУ 2152-018-00203-95	-	19,5	32,5	7,5	59,5
NaCl - хлористый натрий для соленасыщения	Ст. АНИ	-	-	19,5	-	19,5
Барит – для поддержания плотности	ГОСТ 4682-74	-	-	48,806	-	48,806
Вода техническая	местные	360,5	409,5	256,2	90,0	1116,2

Рекомендации: • Содержание KCl в фильтрате бурового раствора не менее 3%, в случае интенсивных осыпей, содержание KCl увеличить до 10%.
 • «RHODOPOL-23P » - является биополимером ксантановой смолы высокоочищенный с высокой молекулярной массой, использующийся в качестве понизителя водоотдачи и стабилизации реологических параметров всех типов буровых растворов наводной основе и обеспечить удерживающую и выносящую способность.

Таблица 7.8 - 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-50					
Вибросито	«GJZS-1»	3	1 – вибросито	0	3800
Пескоотделитель	«Derrick 2000»	3	2 – 1 + пескоотделитель	700	3800
Илоотделитель	«Derrick 2000»	Количество конусов 8	3 – 2 + илоотделитель	700	3800
Центрифуга	«LW455-NJ-B» «LW355×1257N»	1 1		700	3800
Вакуумный дегазатор	«LZCQ/3	1		0	3800
Буровая установка ZJ-70					
Вибросито	«XBSY»	3	1 – вибросито	0	3800
Пескоотделитель	«Derrick 2000»	3	2 – 1 + пескоотделитель	700	3800
Илоотделитель	«Derrick 2000»	Количество конусов 8	3 – 2 + илоотделитель	700	3800
Центрифуга	«XBSY» «LW355×1257N»	1 1		700	3800
Ваккумный дегазатор	«ZCQ»	1		0	3800

Примечания:

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

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
От (верх)	До (низ)				Осевая нагрузка, тс	Скорость вращения ротора, обор/мин.	Расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	40	Бурение под 508 мм колонну, проработка	Роторный	1	с навеса	60-70	36-41	5-25
40	700	Бурение под 339,7мм колонну, проработка	Роторный	2	5-10	90-100	32-36	5-15
700	3300	Бурение под 244,5 мм колонну, проработка	Роторный	3	5-12	90-100	16,0-35,0	5-10
3300	3800	Бурение под 177,8 мм колонну, проработка	Роторный/ (ВЗД)	4/4а	5-8	90-100/150-180	16,0-30	4-8
3415	3800	Отбор керна	Роторный	5	5-6	60-80	18,0	1,5

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 40м									
1	1	III 660,4мм код по IADC (115)	0,00	660,4	0,61	617,2	-	-	Разрушение
	2	УБТС1-229,0мм	0,61	229,0	18,9	5159,7	-	-	Нагрузка
	3	УБТС1-203,2 мм	19,51	203,2	9,5	2042,5	-	-	Нагрузка
	4	переводник	29,01	203,2	0,65	142,0	-	-	переводник
	5	УБТС1-177,8 мм	29,66	177,8	9,5	1482,0	39,16	9,44	Нагрузка
Интервал бурения от 40 до 700м									
2	1	III 444,5 код по IADC (115, 117)	0,00	444,5	0,5	248	-	-	Разрушение
	2	УБТС1-203,2 мм	0,5	203,2	9,5	2042,5	-	-	нагрузка
	3	Стабилизатор Ø444,5 мм	10,0	444,5	1,93	675	-	-	ОЦЭ
	4	УБТС1-203,2 мм	11,93	203,2	18,9	4063,5	-	-	нагрузка
	5	Стабилизатор Ø444,5 мм	30,83	444,5	1,93	675	-	-	ОЦЭ
	6	УБТС1-203,2 мм	32,76	203,2	25,0	5375	-	-	Нагрузка
	7	ЯСС Ø203,2 мм	57,76	203,2	9,98	1657,0	-	-	Ликвидация прихватов
	8	УБТС1-203,2 мм	67,74	203,2	9,0	1935,0	-	-	нагрузка
	9	УБТС1-177,8 мм	76,74	177,8	18,9	2948,4	95,64	19,62	нагрузка

Продолжение таблицы 8.2

Интервал бурения от 700 до 3300м									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	1	Долото PDC Ø311,1мм	0,00	311,1	0,5	90,0	-	-	Разрушение
	2	УБТС1-203,2 мм	0,5	203,2	9,50	2042,5	-	-	Нагрузка
	3	Стабилизатор 311,1 мм	10,0	311,1	2,1	460	-	-	ОЦЭ
	4	УБТС1-203,2 мм	10,80	203,2	19,0	4084	-	-	Нагрузка
	5	Стабилизатор 311,1 мм	11,82	311,1	2,1	460	-	-	ОЦЭ
	6	УБТС1-203,2 мм	30,82	203,2	9,50	2042,5	-	-	Нагрузка
	7	УБТС1-177,8 мм	32,64	177,8	19,0	2964	-	-	Нагрузка
	8	ЯСС Ø165,1 мм	51,64	165,1	9,45	1250,0	-	-	Ликвид.прихватов
	9	УБТ Ø165,1 мм	61,09	165,1	38,0	5578,4	-	-	Нагрузка
	10	ТБТ Ø127 мм	99,09	127,0	19,0	1407,9	118,1	20,37	Нагрузка
Интервал бурения от 3300 до 3800м (с ВП, роторным способом)									
4	1	Долото PDC код по IADC (S333) Ø212,7 мм	0.00	212,7	0.40	32	-	-	Разрушение
	2	УБТ-165,1 мм	0.40	165,1	18,0	2642,4	-	-	Нагрузка
	3	Стабилизатор Ø212,7 мм	18,4	212,7	1,55	200	-	-	Калибрование
	4	УБТ-165,1 мм	19,95	165,1	18,0	2642,4	-	-	Нагрузка
	5	Стабилизатор Ø212,7 мм	37,95	212,7	1,55	200	-	-	Калибрование
	6	УБТ-165,1 мм	39,5	165,1	30,0	4404	-	-	Нагрузка
	7	Яс гидрав. Яг Ø165,1 мм	69,5	165,1	9,45	1250	-	-	Ликвидация прихватов
	8	УБТ-165,1 мм	78,95	165,1	18,0	2642,4	-	-	Нагрузка
	9	ТБТ Ø127 мм	87,95	127,0	38,0	2815,8	134,95	16,83	Нагрузка

Продолжение таблицы 8.2

Интервал бурения от 3300 - 3800м (при ВЗД)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4а	1	Долото PDC Ø212,7 мм	0,00	212,7	0,35	32	-	-	Разрушение
	2	ВЗД-172 мм	0,35	172,0	9,71	1005,3	-	-	Привод долота
	3	Стабилизатор СК Ø212,7 мм	10,06	212,7	1,45	200	-	-	ОЦЭ
	4	УБТ-165,1 мм	11,51	165,1	9,0	1321,2	-	-	Нагрузка
	5	Стабилизатор СК Ø212,7 мм	20,51	212,7	1,45	200	-	-	ОЦЭ
	6	УБТ-165,1 мм	21,96	165,1	53,0	7780,4	-	-	Нагрузка
	7	ЯСС гидравлический Ø165,1 мм	74,96	165,1	9,45	1250,0	-	-	Ликвидация прихватов
	8	УБТ-165,1 мм	84,41	165,1	18,0	2642,4	-	-	Нагрузка
	9	ТБТ Ø127 мм	102,41	127,0	38,0	2815,8	140,41	17,3	Нагрузка
Интервал отбор керн от 3415м до 3800м									
5	1	Бур.головка Ø212,7 мм	0,00	212,7	0,22	29,5	-	-	Разрушение
	2	Керноотборочный снаряд СК-171,5/101,6 мм	0,22	171,5	20,45	2219	-	-	Отбор керн
	3	УБТ-165,1 мм	20,67	165,1	30,0	4404	-	-	Нагрузка
	4	Стабилизатор СК Ø212,7 мм	50,67	212,7	1,55	200	-	-	ОЦЭ
	5	ЯСС Ø165,1 мм	52,22	165,1	4,3	800,0	-	-	Ликвидация прихватов
	6	УБТ-165,1 мм	56,52	165,1	19,00	2789,2	75,52	10,44	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 разбуривании 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 режиму 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 660,4мм код по IADC (115)	Бурение, проработка	0	40	250	Временные нормы на механическое бурение	0,16
III 444,5 код по IADC (115, 117)	Бурение, проработка	40	700	350		1,88
Стабилизатор Ø444,5 мм	Бурение, проработка	40	700	850		1,28
Долото PDC Ø311,1мм	Бурение, проработка	700	3300	485		4,95
Стабилизатор 311,1 мм	Бурение, проработка	700	3300	1500		1,6
Долото PDC Ø212,7 мм	Бурение, проработка	3300	3800	350		1,43
Стабилизатор СК-212,7 мм	Бурение, проработка	3300	3800	650		0,78
Бур.головка Ø212,7мм	Отбор керна	3415	3800	165		2,33

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 Типо размеру или шифру, кг
			Для проработки ствола	Для бурения, расширки и отбора керна	По типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление Ø508 мм	III 660,4мм код по IADC (115)	с стандартам API	-	0,16	1	617,2
Кондуктор Ø339,7мм	III 444,5 код по IADC (115, 117)	API	-	2,45	2	496
	Стабилизатор Ø444,5 мм	ТУ 26-02-0963-83	-	1,01	2	1350
Техническая Ø244,5мм	Долото PDC Ø311,1мм	API	-	4,95	5,0	450
	Стабилизатор 311,1 мм	API	-	1,6	2,0	920
Эксплуатационная Ø177,8 мм	212,7 PDC	API	-	1,43	2,0	64
	Стабилизатор 212,7 мм	API	-	0,78	2,0	400
	Бур.головка Ø212,7 мм	API	-	2,33	3,0	88,5

Примечания: Тип используемых долот, бурильных головок и элементов КНБК при необходимости может быть изменен.

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)	3800	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 на 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	700	700	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	804,4	26,95	46,57	>1,45	2,15
Бурение	0	3300	3300	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	3181,9	107,55	127,92	>1,45	1,9
Бурение	0	3800	3800	1	СБТ	127	G-105	9,19	4-1/2" IF	3659,6	122,60	139,9	>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):							
229,0	69,5	4145H	7 5/8"REG	229,0	114,3	120	126,0
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

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)	Наруж-ный диаметр, мм	Марка (группа прочн.) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения (присоединения резьбы)		Теоретическая	С плосовым допуском	С нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление Ø508 мм	0	40	УБТС1-229	229,0	4145Н	69,5	7 5/8"REG	18,9	6,56	6,88	7,23
			УБТС1-203,2	203,2	40ХГМА	61,5	3-161	9,5	2,04	2,14	2,25
			УБТС1-177.8	177,8	4145Н	49,0	3-133	9,5	1,48	1,56	1,63
Кондуктор Ø339,7 мм	0	700	СБТ 127	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	804,4	26,95	28,29	29,71
			УБТС1-203,2	203,2	40ХГМА	61,50	3-161	62,4	13,41	14,1	14,79
			УБТС1-177.8	177,8	4145Н	49,0	3-133	18,9	2,95	3,09	3,25
Техническая Ø244,5 мм	0	3300	СБТ 127	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	3181,9	106,59	111,92	117,51
			УБТС1-203,2	203,2	40ХГМА	61,50	3-161	38,0	8,17	8,57	9,00
			УБТС1-177.8	177,8	4145Н	49,0	3-133	19,0	2,96	3,11	3,26
			УБТ -165,1	165,1	AISI 1340	46,85	3-122	38,0	5,57	5,85	6,15
			ТБТ 127	127,0	G-105	25,4	NC-50	19,0	1,41	1,48	1,55
Эксплуатационная Ø177,8 мм	0	3800	СБТ 127	127	G-105	9,19	4-1/2"IF	3659,6	122,59	128,72	135,16
			УБТ -165,1	165,1	AISI 1340	46,85	3-122	80,0	11,74	12,33	12,94
			ТБТ 127	127,0	G-105	25,4	NC-50	38,0	2,81	2,95	3,10

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 х К	
От (верх)	До (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	3800	Бурение, расширка, спуск обсадных колонн	6	7

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	40	Бурение промывка, проработка	F-1600	1	0,9	170	26,0	0,85	120	41,52	41,52
40	700	Бурение промывка, проработка	F-1600	2	0,9	170	26,0	0,85	110	38,06	76,12
700	3300	Бурение промывка, проработка	F-1600	2	0,9	160	29,0	0,85	100	30,65	61,3
3300	3800	Бурение промывка, проработка	F-1600	2	0,9	150	33,0	0,85	90	24,2	48,4

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
0	40	Бурение промывка, проработка	8,39	3,5	-	4,5	0,03	0,36
40	700	Бурение промывка, проработка	119,13	35,4	-	78,6	0,63	4,5
700	3300	Бурение промывка, проработка	190,21	58,6	-	125,4	0,91	5,3
3300	3800	Бурение промывка, проработка	142,06	15,7	28,0	95,8	1,03	1,53

Таблица 8.12 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с х см ²	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	5	6	7	8	9	10	11
40	700	Бурение, промывка, проработка	0,48	0,043	Периферийная	-	3	15,7	110	518,2
700	3300	Бурение, промывка, проработка	0,61	0,059	Периферийная	-	6	12,3	94,0	441,7
3300	3800	Бурение, промывка, проработка	0,96	0,083	Периферийная	-	6	10,4	75,0	305,4

9.1 Расчет обсадных колонн

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

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

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

9.2 Выбор обсадных труб

В соответствии с проектными условиями эксплуатации обсадных колонн, расчетными давлениями и осевыми нагрузками, а также с учетом опыта строительства и испытания существующих скважин приняты для соединений для соединений Батресс марки стали К-55, Р-110, N-80 по стандарт API.

Таблица 9.1 - Исходные данные для расчета обсадных колонн

№№ п/п	Наименование	Конструкция скважины, мм			
		508	339,7	244,5	168,3/177,8
1	2	3	4	5	
1	Расстояние от устья скважины, м				
	- до башмака колонны	40	700	3300	3800
	- уровня цементного раствора h (интервал цементирования), м	0	0	0	0
	- до пласта с возможным проявлением	-	-	-	0,8
	- до башмака предыдущей колонны	-	40	700	3300
2	Тип соединения	Батресс	Батресс	Батресс	Батресс
3	Удельный вес, г/см ³				
	- Плотность опрессовочной жидкости ρ опр., г/см ³	-	-	-	1,03
	- Плотность бурового раствора ρ б.р., г/см ³	-	1,17	1,21/1,34	1,18
	- Плотность цементного раствора ρ ц.р., г/см ³ (на интервале, м)	1,83	1,81/1,83	1,81/1,87	1,58/1,89
	- Плотность флюида при НГВП, г/см ³	-	-	-	0,660
4	Пластовое давление на глубине, Рпл, МПа	0,3	8,75	22/41,3	41,8
5	Коэффициент запаса прочности на:				
	- на избыточное наружное давление	-	1,1	1,1	1,1
	- на избыточное внутреннее давление	-	1,15	1,15	1,15
	- на растяжение тело трубы	-	1,75	1,75	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	1,17	-
2	1	Нет	Да	Нет	Буровой раствор	1,34	-
3	1	Нет	Да	Нет	Техническая вода	1,03	-

Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб						Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения	Марка (группа прочности) труб	Толщина стенки, мм	Масса, кг	
1	2	3	4	5	6	7
Ø508,0	Импортная	Батресс	К-55	11,13	138,8	ДА
Ø339,7	Импортная	Батресс	К-55	10,92	90,2	ДА
Ø244,5	Импортная	Батресс	Р-110	13,84	79,7	ДА
I Вариант						
Ø168,3	Импортная	Батресс	Р-110	12,06	46,9	ДА
II Вариант						
Ø177,8	Импортная	Батресс	N-80	10,36	43,2	ДА

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

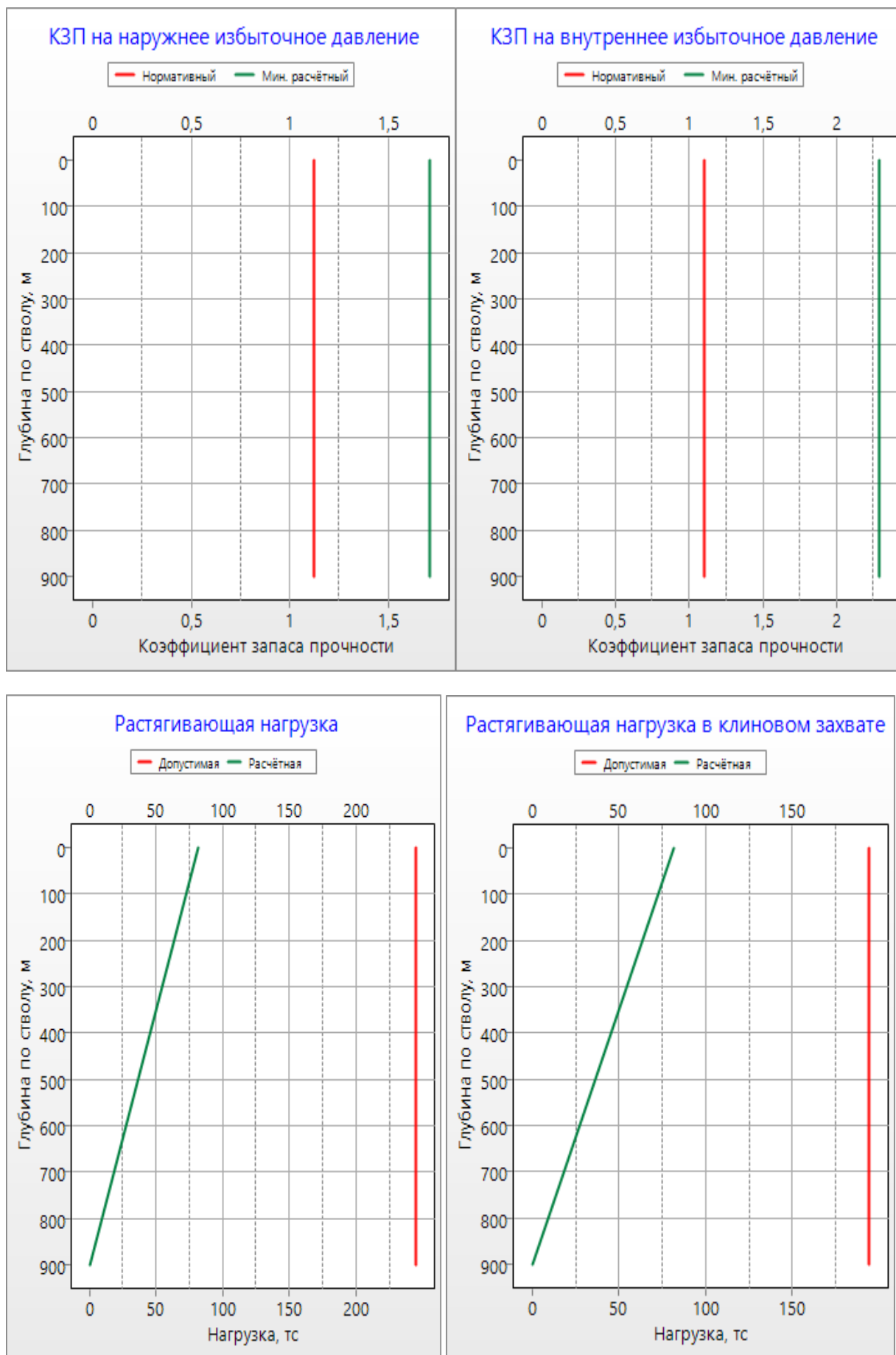


Рис. 9.1 - Эпюры избыточных давлений для колонны диаметром Ø339,7мм

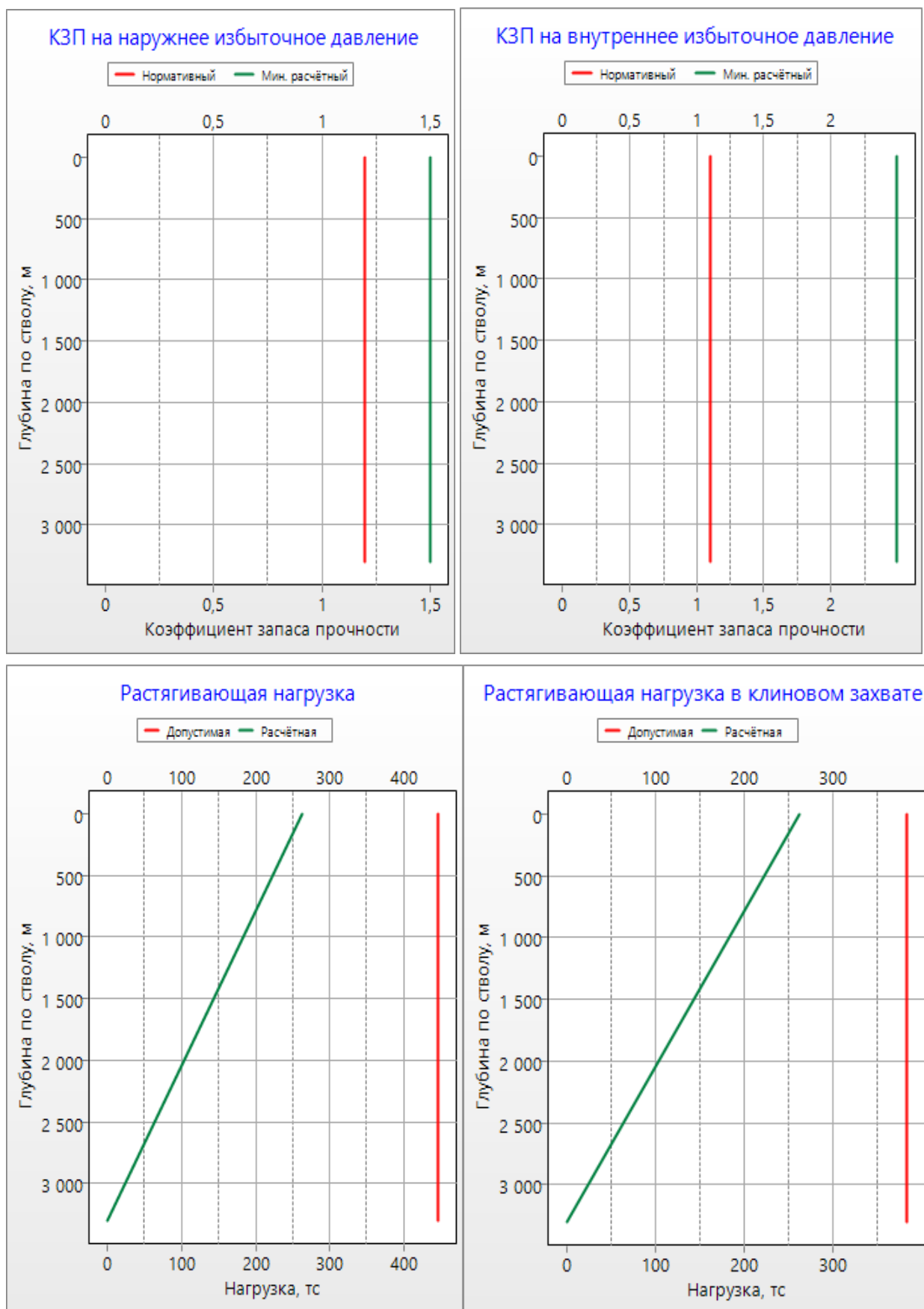


Рис. 9.2 - Эпюры избыточных давлений для колонны Ø244,5мм

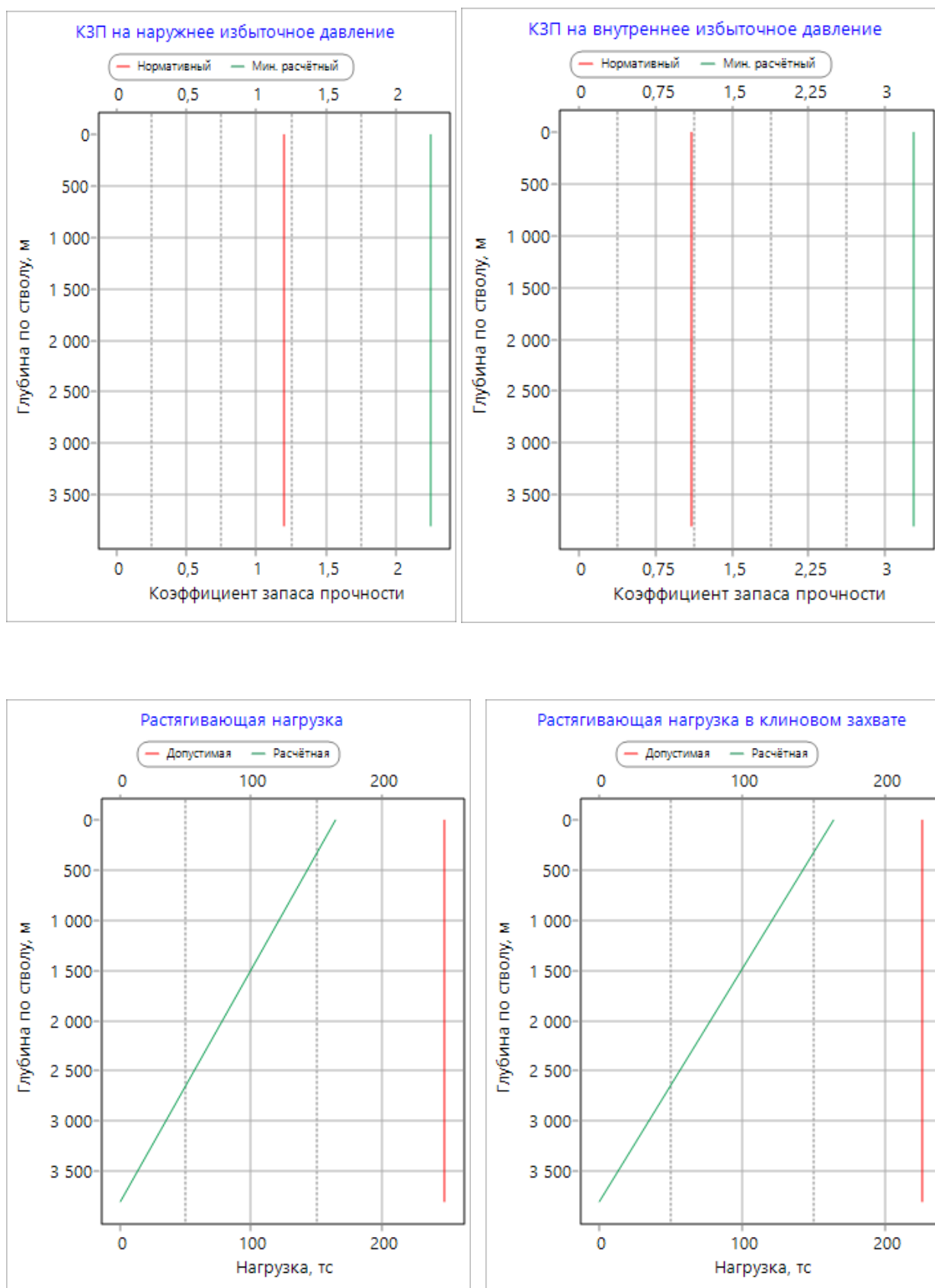
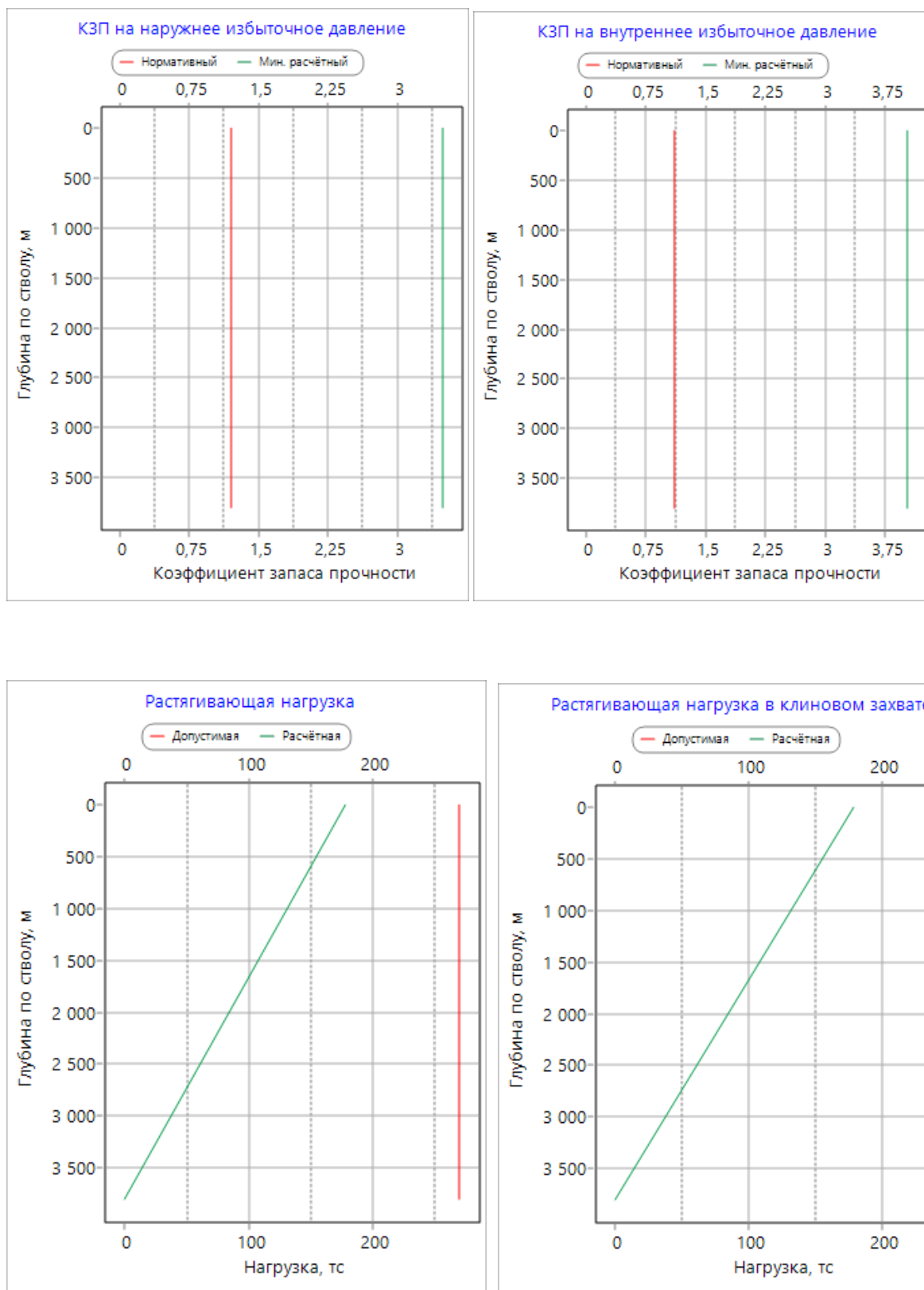


Рис. 9.3 - Эпюры избыточных давлений для колонны Ø177,8мм



Вариант 2 - Рис. 9.3 - Эпюры избыточных давлений для колонны Ø168,3мм

КЗП / Нагрузки

Секция			КЗП (наружное давление)		КЗП (внутреннее давление)		Нагрузки, т				Макс. инт.	КЗП (растяжение)		
описание	от (ствол), м	до (ствол), м	норм.	расчёт	норм.	расчёт	допуст. при растяж.	допуст. в клин. захвате	расчёт.	расчёт. (натяж.)	искрив., град/10 м	норм.	расчёт . по резьбе	расчёт. по телу
БАТРН 168,3х12,06 Р- 110	0	3800	1,200	3,488	1,100	4,03	269,61	248,62	178,26	103,99	0,000	1,750	2,647	3,073

Испытание обсадной колонны на герметичность (Опрессовка)

Показатели	Секции				
Описание секции	БАТРН 168,3х12,06 Р-110				
Давление при испытании колонны на герметичность без пакера, МПа					
Максимальное внутреннее давление при закрытии устья после замещения бур. раствора пластовым флюидом, РвЗ	21,45				
Наружное давление, $P_{H_z} = 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot z$ при $\gamma_{гс} = 1,1 \cdot 10^4$ Н/м ³	0,00				
Внутреннее давление, при котором напряжения в теле труб достигают предела текучести, Рт	95,10				
Внутреннее избыточное давление при испытании колонны в один прием без пакера, $R_{опиз} = 1,1 \cdot P_{вз} + 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot z - P_{H_z}$	23,59				
КЗП (внутреннее избыточное давление)	4,03				
Давление гидроиспытания труб на поверхности до спуска в скважину, МПа					
Минимальное необходимое, $R_{опт_{MIN}} = 1,05 \cdot R_{опиз}$	24,77				
Максимально допускаемое, $R_{опт_{MAX}} = R_t / n'$ при $n' = 1,1$	86,45				

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 177,8x10,36 Р- 110	0	3800	1,200	2,248	1,100	3,28	247,90	226,13	164,19	105,19	0,000	1,750	2,642	2,569

Испытание обсадной колонны на герметичность (Опрессовка)

Показатели	Секции				
Описание секции	БАТРН 177,8x10,36 Р-110				
Давление при испытании колонны на герметичность без пакера, МПа					
Максимальное внутреннее давление при закрытии устья после замещения бур. раствора пластовым флюидом, РвЗ	21,45				
Наружное давление, $P_{H2} = 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot z$ при $\gamma_{TC} = 1,1 \cdot 10^4$ Н/м ³	0,00				
Внутреннее давление, при котором напряжения в теле труб достигают предела текучести, Рт	77,35				
Внутреннее избыточное давление при испытании колонны в один прием без пакера, Ропиз = $1,1 \cdot P_{вз} + 10^{-6} \cdot \gamma_{ж} \cdot z - P_{H2}$	23,59				
КЗП (внутреннее избыточное давление)	3,28				
Давление гидроиспытания труб на поверхности до спуска в скважину, МПа					
Минимальное необходимое, $P_{опт\min} = 1,05 \cdot P_{опиз}$	24,77				
Максимально допускаемое, $P_{опт\max} = P_t / n'$ при $n' = 1,1$	70,32				

Таблица 9.4 - Параметры обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, 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
1	1	1	0	40	40	5,552	5,552	508,0	Батресс	К-55	11,13	>10	2,23	>10
2	1	1	0	700	700	81,180	81,180	339,7	Батресс	К-55	10,92	1,71	2,84	6,54
3	1	1	0	3300	3300	263,010	263,010	244,5	Батресс	Р-110	13,84	1,21	3,13	2,96
I Вариант														
4	1	1	0	3800	3800	164,160	164,160	177,8	Батресс	N-80	10,36	2,24	3,28	2,64
II Вариант														
5	1	1	0	3800	3800	178,26	178,26	168,3	Батресс	Р-110	12,06	3,48	4,03	2,64

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80; условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным допуском
1	2	3	4	5
Батресс	508x11,13 К-55	5,552	5,829	6,121
Батресс	339,7 x 10,92 К-55	81,180	85,24	89,50
Батресс	244,5 x 13,84 Р-110	263,0	276,2	289,96
I Вариант				
Батресс	177,8 x 10,36 N-80	164,160	172,368	180,986
II Вариант				
Батресс	168,3 x 12,06 – Р-110	178,26	187,17	196,53

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

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	№ части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны							
			Наименование шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ МРТУ, ТУ на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервале	Суммарные на колонну	
						от (верх)	до (низ)		количество, шт.	масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор Ø339,7мм	1	Направляющий башмак БК-340	ОСТ 26-02-227-71	98	0	700	1	1	98
			Муфта с клапаном обратн. ЦКОД-340	ТУ 39-01-08-281-77	77	-	888	1	1	77
			Центраторы ЦЦ-340/394-445-1	ТУ 39-01-08-283-77	30	40	700	14	14	420
			Цементир. пробка ПП 324х351 верхн. и нижн.	ТУ 39-01-268-76	25	-	-	2	2	50
2	Техническая Ø244,5мм	1	Направляющий башмак БК-244,5	ОСТ 26-02-227-71	53	-	3300	1	1	53
			Муфта с обратным клапаном ЦКОД-245-2	ТУ39-01-08-282-77	65	-	3276	1	1	65
			Центратор типоразмера ЦЦ-245/305-311-1	ТУ 39-01-08-283-77	15	0	700	10	36	540
			Турбулизаторы ЦТ 245/295	ТУ 39-01-08-284-77	9	700	3300	26		
			Пробка продавочная ПП 245	ТУ 39-01-268-76	8	0	3300	33	33	297
			Пробка продавочная ПП 245	ТУ 39-01-268-76	8	-	-	2	2	16
3	Эксплуатационная Ø177,8 мм	1	Направляющий башмак БК-177,8	ОСТ 26-02-227-71	32	-	3800	1	1	32
			Муфта с клапаном обратн. ЦКОД-1	ТУ 39-01-08-281-77	25	-	3776	1	1	25
			Центратор ЦЦ-178/216-222-1	ТУ 39-01-08-283-77	13	0	3300	33	40	520
			Скребок СК-168/212-214	ТУ 26-16-9-75	1,2	3300	3800	7		
			Турбулизаторы ЦТ 178/212-216	ТУ 39-01-08-284-77	5,0	3300	3800	10	10	12
			Муфта ступенч. цементир. МСЦ 1-178	ТУ 39 -860-83	80	-	2700	14	14	70
			Цементировочные пробка верхняя	ТУ 39-01-268-76	80	-	2700	1	1	80
			Цементировочные пробка верхняя	ТУ 39-01-268-76	8	-	-	2	2	16

Продолжение таблицы 9.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Эксплуатационная Ø168,3 мм	1	Направляющий колонный башмак тип БК-168.3	ОСТ 26-02-227-71	23	-	3800	1	1	23
			Клапан обратный дроссельный тип ЦКОДМ-168-1	ТУ 39-01-08-281-77	20	-	3776	1	1	25
			Муфта ступенчатого цементирования тип МСЦ1-168,3	ТУ 39 -860-83	75	-	2700	1	1	75
			Центраторы тип ЦЦ-178/216	ТУ 39-01-08-283-77	9,7	0 3300	3300 3800	33 7	40	388
			Скребки СК 168/214	ТУ 39/5-329-74	1,1	3300	3800	10	10	11
			Турбулизаторы ЦТ-168	ТУ 39/5-329-74	4,5	3300	3800	14	14	63
			Цементировочные пробка	ТУ 39-01-268-76	5,0	-	-	2	2	16

Примечание: 1. Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов АНИ.
 2. Количество и интервал установки центраторов, скребки и турбулизаторов должен быть откорректировано по результатам геофизических исследований для 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 Ø339,7 мм	1	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	700	0,4-0,6	700	Контроль за уровнем	350 700	1цикл 1цикл	35-40
2	Техническая Ø244,5мм	1	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	3300	0,4-0,6	3300	Контроль за уровнем	700 2500 3300	1цикл 1цикл 1цикл	30-35
3	Эксплуатационная Ø177,8 мм	1	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	3800	0,3-0,5	3800	Контроль за уровнем	1200 2500 3800	1цикл 1цикл 1цикл	30-25

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

Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

№ Колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа			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, МПа
			Раздельно спускаемой части	Цементного кольца газобразный агент	Раздельно спускаемой части	Цементного кольца	Части колонны ниже муфты для 2-х ступенчатого цементирования				
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондуктор Ø339,7мм	1	1,17	1,17	7,5	0,8	-	-	-	1	7,5
2	Техническая Ø244,5мм	1	1,34	1,34	24,02	13,4	-	-	-	1	25,2
3	Эксплуатационная Ø177,8мм	1	-	1,03	24,02	-	2700	-	-	1	25,2

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 508 мм	Прямой	1	0	40	-	1	3	Тампонажный Продавочный	0	40
2	Кондуктор Ø 339,7 мм	Прямой	1	0	700	-	1	10	Буферный Тампонажный 1 Тампонажный 2 Продавочный	0 350	350 700
3	Техническая Ø 244,5 мм	Прямой	1	0	3300	-	1	15	Буферный Тампонажный 1 Тампонажный 2 Продавочный	0 2200	2200 3300
4	Эксплуатационная Ø177,8мм	2-х ступенчатый	1	0	3800	2700	1	20	Буферный Тампонажный 1 Продавочный	2700	3800
							2	-	Буферный Тампонажный 2 Продавочный	0	2700

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

Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (сверху вниз)	Характеристика жидкости (раствора)						
				тип или название	объем порции, м3	плотность, г/см3	пластическая вязкость, сП	ДНС, мгс/см2	время начала схватывания, мин	время ОЗЦ, час
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление Ø508мм	1	1	Буферный	1,0	1,03	-	-	105	16
				Тампонажный	7,63	1,83	20-25	75-100		
				Продавочный	6,86	1,17	-	-		
2	Кондуктор Ø339,7мм	1	1	Буферный	3,0	1,03	-	-	180	24
				Тампонажный 1	39,8	1,80	20-25	75-100		
				Тампонажный 2	39,4	1,88	20-25	75-100		
				Продавочный	70,7	1,21	-	-		
3	Техническая Ø244,5мм	1	1	Буферный	5,0	1,03	-	-	240	48
				Тампонажный 1	81,79	1,8	20-25	75-100		
				Тампонажный 2	32,08	1,88	20-25	75-100		
				Продавочный	123,68	1,34	-	-		
4	Эксплуатационная Ø177,8мм	1	1	Буферный	8,0	1,03	-	-	240	72
				Тампонажный 1	15,78	1,89	20-25	75-100		
				Продавочный	73,1	1,18	-	-		
			2	Буферный	8,0	1,03	-	-	240	72
				Тампонажный 2	34,65	1,80	20-25	75-100		
				Продавочный	52,1	1,18	-	-		

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	Кондуктор Ø 339,7 мм	1	1	Буферная	Вода тех	1,03	1030
				Тампонажный	Цемент ПЦТ-G-CC-I (ПЦТ-100)	3,15	1310
					Замедлитель схватывания (НТФ)	1,5	0,8
					Вода техническая	1,03	655
				Продавочный	Буровой раствор	1,17	-
2	Техническая Ø 244,5 мм	1	1	Буферная	Вода тех	1,03	1030
				Тампонажный	Цемент ПЦТ-G-CC-I (ПЦТ-100)	3,15	1350
					Замедлитель схватывания (НТФ)	1,5	0,8
					Вода техническая	1,03	675
				Продавочный	Буровой раствор	1,37	-
3	Эксплуатационная Ø 177,8 мм	1	1	Буферный	Вода тех	1,03	1030
				Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	3,18	1390
					Замедлитель схватывания (НТФ)	1,5	0,8
					Вода техническая я	1,03	695
				Продавочный	Буровой раствор	1,18	-

Примечание:

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

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

Допускается использование против поглощающих добавок при наличии поглощения.

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

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

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска, (см. таб. 5.2, гр.8)	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых) насосов						Время выполнения технологической операции, мин	
								Диаметр цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (буровых насосов), л/с	Давление, кгс/см ²		Объем порции на данном режиме	В данном режиме	Нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
											Допустимое для агрегатов (буровых насосов)	На устье скважины в конце операции			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Цементирование кондуктор	Буфер	ЦА-320М	Закачка	1	127	IV	29	60	0,5	3,0	5,0	5,0
				Затворение	2СМН-20	Затворение	2	127	III-IV	29	100	-	52,71	25,0	28,0
					2СМН-20	Затворение	3	127	III	31,6	117	-	53,6	35,5	69,0
					ОСР-20	Затворение	2	127	III-IV	29	60	-	-	23,0	51,0
				Тампонаж 1 Тампонаж 2	ЦА-320М	Закачка	4	127	III	31,6	117		39,8	31,0	100,5
					ЦА-320М	Закачка	4	115	III	31,6	117		39,4	45,0	145,5
					1БМ-700	Закачка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Сброс пробки				-	-	-	-	-	-	5,0	56,0
				Продавка	ЦА-320М	Продавка	4	127	III-IV	29	60	-	70,7	53,0	109
					ЦА-320М	«Стоп»	1	127	II	4,3	190	34,5	2,0	3,0	112,0

Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2	1	1	Цементирование техническая	Буферная	ЦА-320М	Закачка	1	115	V	18,3	50	4,2	5,0	8,0	8,0
				Затворение	2СМН-20	Затворение	2	115	III	31,6	117	-	54,6	35,0	43,0
					2СМН-20	Затворение	2	115	III	31,6	117	-	43,6	28,0	71,0
					ОСР-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж 1 Тампонаж 2	ЦА-320М	Закачка	2	115	III	31,6	117		40,56	43,0	114
					ЦА-320М	Закачка	2	115	III	31,6	117		32,07	36,0	150
				1БМ-700	Закачка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				Продавочная	ЦА-320М	Продавка	8	115	III	31,6	117	-	121,43	31,0	181
ЦА-320М	«Стоп»	1	115		II	4,1	273	218	3,0	2,0	183,0				
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	-	21,9	28,0	36,0
					ОСР-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж 1	ЦА-320М	Закачка	2	115	III	31,6	117		15,78	30,5	66,0
					1БМ-700	Закачка	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Сброс пробки			-	-	-	-	-	-	-	5,0	71,0
				Продавочная	ЦА-320М	Продавка	8	115	III	31,6	117	-	73,1	58,0	129,0
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	II	4,1	273	218	3,0	2,0	131,0
				Сброс шара (бомбы)			-	-	-	-	-	-	-	5,0	10,0
				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	8,0	8,0	8,0
	Затворение	2СМН-20	Затворение	2	115	III	31,6	117	-	46,1	28,0	36,0			
		ОСР-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	-	-	-			
	Тампонаж 2	ЦА-320М	Закачка	2	115	III	31,6	117		34,65	40,5	76,0			
		1БМ-700	Закачка	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	Сброс пробки				-	-	-	-	-	-	-	5,0	81,5		
	Продавка	ЦА-320М	Продавка	8	115	III	31,6	117	-	52,1	48,5	130			
		ЦА-320М	«Стоп»	1	115	II	4,1	273	195	3,0	3,0	130,0			

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

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в 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		
			Тип	Всего												
						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	40	1	ЦА-320М	2	-	-	1	1	-	-	-	-	-
2	1	1	0	350	1	ЦА-320М	6	-	-	3	3	-	-	-	-	-
		2	350	700		ЦА-320М	6	-	-	3	3	-	-	-	-	-
3	1	1	0	2200	1	ЦА-320М	10	-	-	5	5	-	-	-	-	-
		2	2200	3300		ЦА-320М	6	-	-	3	3	-	-	-	-	-
4	1	1	2700	3800	1	ЦА-320М	4	-	-	2	2	-	-	-	-	-
		2	0	2700		ЦА-320М	6	-	-	3	3	-	-	-	-	-

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

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	Затворенная	Продавочная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	40	2СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	1	1	0	350	2СМН-20	6	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		2	350	700	2СМН-20		-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	1	1	0	2200	2СМН-20	8	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		2	2200	3300	2СМН-20		-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	1	1	2700	3800	2СМН-20	5	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		2	0	2700	2СМН-20		-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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 508	Ø 339,7	Ø 244,5	Ø 177,8	
1	Цементировочный агрегат ЦА-320М	2	12	16	10	40
2	Смесительная машина СМН-20	1	6	8	5	20
3	Блок -манифольда БМ-700	-	1	1	1	3
4	Осреднительная емкость ОСР-20	-	1	1	1	3
5	Станция контроля цементирования СКЦ-2М	-	1	1	1	3

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

Таблица 9.16 - Потребное количество материалов для цементирования обсадных колонн

Номер по порядку	Название или шифр	Стандарт на изготовление	Единица измерения	Потребное количество								Суммарное на скважину
				Номера колонн								
				0-40	0-700		0-3300		0-3800			
					Тамп-1	Тамп-2	Тамп-1	Тамп-2	Тамп-1	Тамп-2		
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	
1	Цемент	API 10A ГОСТ 1581-96	тн	10,3	52,71	53,6	108,8	43,6	21,9	46,1	337,01	
2	Ускоритель схватывания	Стандарт АНИ	кг	1,13	-	-	-	-	-	-	1,13	
3	Замедлитель схватывания (НТФ)	Стандарт АНИ	кг	-	19,5	28,5	48,4	39,4	34,5	18,6	188,9	
4	Вода техническая для затворения	Местная	м3	5,7	29,0	29,5	59,8	24,0	12,0	25,4	185,4	
5	Вода техническая для буфера	Местная	м3	1,0	3,0	-	5,0	-	8,0	8,0	25,0	

Примечание: 1. Допускается использование цемента марки ПЦТ I-G-CC-1 или марки “G” других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 и стандарта API 10A;

2. Допускается использование других аналогичных хим. реагентов различных фирм – производителей (отечественных или зарубежных).

9.4 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, МПа
п/п	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление Ø 508 мм	-	6,5	-	ППГ – 540 х 14	ГОСТ 13862 -2003	1	14,0
2	Кондуктор Ø 339,7 мм	45	7,5	-	ОКК2-70-178х245х340 ОП45-350-35 ПУГ 13 5/8х35 2ППГ 13 5/8х35	ГОСТ 30196 -2001 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862 -2003	1 1 2	70,0 35,0 35,0
3	Тех. колонна Ø 244,5 мм	67	24,02	-	ОП-67- 280х70 ПУГ 280х35 ППГ 280х70 (спаренный) *ППГ 280х70 К2-1шт	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 2 1	70,0 35,0 70,0 70,0
4	Эксплуатационная Ø177,8 мм	-	24,02	-	Фонтанная арматура АФК6–80/65 х 70	ГОСТ 13846 – 2003	1	70,0

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;
 4. *Один из плашечных превенторов со срезающими плашками.

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

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

Устьевая колонная обвязка может быть двух-, трех-, четырех и пятиколонной. В зависимости от количества обвязываемых колонн колонные обвязки могут быть однокорпусными и многокорпусными. Однокорпусная колонная обвязка состоит из колонной головки, содержащей трубодержатель и уплотнитель для одной обсадной колонны, запорных устройств и манометров на боковых отводах.

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

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

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

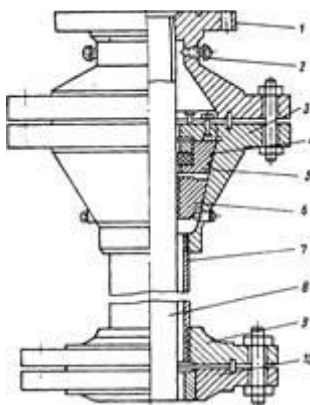


Рис.9.4. Колонная головка клиновая типа ГКК

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

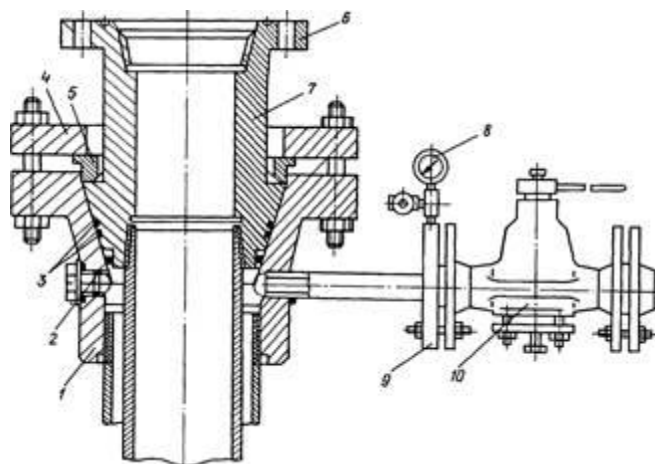


Рисунок 9.5. Головка колонная муфтовая типа ГКМ.

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

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

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

Порядок монтажа колонной головки.

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

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

По способу монтажа колонные головки подразделяются на:

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

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

Колонные головки монтируются без применения сварных соединений.

9.5 Технология установки аварийного цементного моста

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

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

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

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

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

6. Требования к тампонажному раствору для установки цементного моста:

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

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

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

7. Основные технологические операции при установке цементного моста:

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

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

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

- затворить и закачать расчетный объем тампонажного раствора;

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

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

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

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

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

– поднять заливочную колонну на 25 м над мостом;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- V_3 - объем заливочных труб, м³;

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

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

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

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с «Инструкции по подготовку 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.

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

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

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

10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

Таблица 10.3 - Насосно-компрессорные трубы (НКТ)

№ лифтовой колонны НКТ	№ секции труб в лифтовой колонне (снизу вверх)	Интервалы установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, тн			Коэффициенты запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	Номинальный наружный диаметр, мм	Тип	Марка (группа прочности) стали	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, кг/пог. м		Теоретическая	С учетом		На растяжение	На избыточное давление	
											Плюсового допуска	Запаса при спуске, при наличии в скважине сероводорода		Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1000	3800	73,0	с высаженным наружу концами	N-80	5,51	9,67	2800	27,07	25,39	-	3,06	>1,15	>1,5
	2	0	1000	88,9	с высаженным наружу концами	N-80	6,45	13,2	1000	13,2	13,86	-	1,51	>1,15	>1,5

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

Таблица 10.4 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

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

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

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сутки
1	2	3	4
1	1. Подготовительные работы перед испытанием объекта	ССНВ таб.22	90 суток продолжительность испытания одного объекта
	Шаблонирование эксплуатационного хвостовика	ССНВ таб.22	
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЕНВ §29	
	ПЗР к спуску НКТ	местная	
	Спуск НКТ	местная	
	Установка ФА	местная	
	Перфорация обсадной колонны	ЕНВ §76-79	
	2. Вызов притока:	ССНВ таб.22	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду	ЕНВ	
	3. Освоение объекта	ССНВ таб.27	
	Всего		90

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

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

Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
		тип	Кол-во		
1	2	3	4	5	6
Опрессовка ФА на устье скважины.	"СНВ на работу и дежурство спец-техники"	ЦА-320	1	1,5	1,5
Опрессовка НКТ		ЦА-320	1	6,2	6,2
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320	1	1,5	1,5
Смена тех. воды на перфорационную жидкость		ЦА-320	1	3,0	3,0
Подготовительные работы перед освоением	т. 3	ЦА-320	1	38	38
Перфорация	т. 3		1	20	20
Вызов притока и очистка ПЗП после СКО при помощи ГНКТ с азотом	т. 3	ЦА-320	1	54	54
Смена перфорационной жидкости на техническую воду	т. 3	ЦА-320	1	2,75	2,75
Промывка скважины после перфорации и очистки забоя	т. 3	ЦА-320	1	8,0	8,0
Итого на работу:					134,95

Примечание: на время освоения предусмотреть дежурство ЦА- 320.

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
1	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
	Пеногаситель кремний органический	Ст. АНИ/ГОСТ	1,0	т	0,012
	Бактерицид	Ст. АНИ/ГОСТ	0,5	т	0,006
	Неионогенный ПАВ	Ст. АНИ/ГОСТ	0,5	т	0,006
	Вода (для смены бурового раствора на воду и промывки - 2 цикла)		Местный	м ³	130,0

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

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

Название обсадной колонны	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, час	Тип контролируемых труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы по ЕНБ, мин	Продолжительность дефектоскопии по ЕНБ, час
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационная колонна	3800	60	СБТ 127 х9,19	406,62	Трубные и замковые резьбы, УБТ, и переводники	2,4	16,26
		45	УБТ-165,1	8,89		2,4	0,36
			ТБТ -127,0	4,22		2,4	0,17

Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии:

1	2	3	4	5	6	7	8
Талевый блок					Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвески серьги	1 раз в год	
Крюк					Крюк, боковые рога, штроп, карманы корпуса	То же	
Крюкоблок					Щеки, крюк, боковые рога, карманы корпуса крюка	То же	
Вертлюг					Штроп, карманы корпуса, переводники	1 раз в год	
Элеваторы					Проушины, штроп, корпус элеватора	1 раз в год	
Спайдер					То же	1 раз в год	
Штропа Манифольд					По всей длине Замер толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости	1 раз в год	
Буровая лебедка Краны конечных выключателей					Тормозные ленты, ручка лебедки	Через 6 мес.	
Машинные ключи					Рукоятка, траверса, удержка, челюсти	То же	
Верхний привод					По всей длине	1 раз в год	

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

Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая при проведении операции техника		Максимальное давление, создаваемое при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм времени	Продолжительность проведения операций, час
			Тип (шифр)	Кол-во (шт.)			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор Ø339,7 мм	Кондуктор совместно с ПВО	700	ЦА-320*	1	75	ЕНВБ § 109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	700	ЦА-320*	1	8	ЕНВБ § 112	1,53
Тех.колонна Ø244,5 мм	Техническая колонна совместно с ПВО	3300	ЦА-320*	1	240,2	ЕНВБ § 109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	3300	ЦА-320*	1	134	ЕНВБ § 112	1,53
Эксплуатационная Ø177,8 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК2- 70-178x245x339,7	3800	ЦА-320М	1	240,2	ЕНВБ § 112	1,35
	Фонтанной арматурой АФК6-80/65 x 70	3800	ЦА-320М	1	240,2	ЕНВБ § 112	1,35

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

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

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

Задачи контроля	Технические средства
1	2
1. Определение технического состояния обсадных колонн при строительстве скважин	
1.1 Определение профиля внутренней поверхности промежуточных обсадных колонн, деформации труб их проходного сечения приборами, использующие контактные и бесконтактные методы съема информации	Электромеханические профиломеры: "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, ЭМДСТ-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 Магнито-импульсныедефектоскопы: МИД-Газпром; ЭМДС-ТМ, ЭМ, ДСТ-42
2. Контроль технического состояния скважин при их эксплуатации	
2.1 Обнаружение порывов и трещин продольной и поперечной ориентации, обрывов эксплуатационных колонн и изменений среднего внутреннего диаметратруб	Индукционный дефектоскоп ИДК-105
2.2 Обнаружение порывов и трещин в многоколонных конструкциях (обсадных колоннах и НКТ)	Магнито-импульсные дефектоскопы: ЭМДС-ТМ, ЭМДСТ-42 и др.
2.3 Определение интервалов износа обсадных колонн (интегральной потериметалла 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 профилемеры: 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 профилемеры: ПТС-4 (8 рычагов) Электромагнитные профилографы: ПОК-1, ЭПОК-1, КСПТ-3, КСПТ-7

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

12.1 Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

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

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

- плана организации работ (далее – ПОР) по монтажу-демонтажу буровой установки, строительству наземных сооружений, жилого комплекса с бытовыми и санитарно-гигиеническими помещениями, в соответствии с техническим проектом на строительство скважины;
- нарядов-допусков на выполнение строительно-монтажных работ в охранной зоне наземных и подземных коммуникаций, трубопроводов и электрических линий;
- технологического регламента на строительно-монтажные работы;

Исходя из этого, для бурения проектной скважины до глубины 3800м, при максимальном весе бурильной колонны – 139,9тн., обсадной колонны – 263тн., а также исходя из наличия буровых установок у Буровых Подрядчиков, выбраны буровые установки буровая установка ZJ-50 или ZJ-70, грузоподъемностью не менее 315 т или 450 т.

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

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

Устройство электроустановок нефтегазодобывающей промышленности должно соответствовать "Правилам устройств электроустановок" (ПУЭ), а их эксплуатация -

"Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭ) и "Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБ).

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

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

Таблица 12.2 - Сочетание вариантов подготовительных и строительно-монтажных работ

Номера вариантов работ						Номера или количество скважин, строящихся по заданному сочетанию вариантов работ
Подготовительных	Топографо-геодезических	Строительно-монтажных	По технологической установке	По испытаниям	По транспортировке	
1	2	3	4	5	6	7
01	01	01	02	02	01	Оценочной скважины ОС-1

Таблица 12.3 - Подготовительные работы к строительству скважины

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта подготовит. работ	Количество
1	2	3	4	5
1	Планировка площадки механизированным способом а) при монтаже б) при демонтаже	1000 м ³ - " -	1 - " -	9 9
2	Рытье траншей экскаватором глубиной 1м с обратной засыпкой бульдозером	100м	1	10
3	Рытье траншей (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8м. 0,8х0,5х150м и вокруг блоков	100м	1	1,5
4	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100м ³	1	1,76
5	Обваловка площадки ГСМ (15м х2+35мх2) х 1,25м с перемещением грунта до 10м	100м ³	1	1,25
6	Топливопровод, маслопровод из эл. сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	1	0,9
7	Трубопровод 245-340мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100м	1	0,44
8	Пожарные стояки (гидранты)	шт	1	2

9	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл. до 1м	шт	1	4
10	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	1	4
11	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	1	4
12	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м3	1	2
13	Установка полукруглых емкостей V=50+40м3 для шлама	Ем-кость	1	2
14	Бурение скважины производиться безамбарным способом. Для сбора шлама и сточных вод предусматривается использование 2 металлических емкостей общим объемом не менее 100м3 для каждой скважины.	100м3	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	Оценочной скважины ОС-1	2
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
	Кожасай	ZJ50, ZJ-70 (и др. аналогичные буровые установки)	Дизель-электрический	Первичный/повторный

12.2 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования

Таблица 12.6 - Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования "ZJ50D"

№№ 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 "ZJ50D"; Грузоподъемность: номинальная - 315 тс Силовой привод буровой установки – Двигатель G12V190PZL-3 N=110 кВт - 3 комплекта; Дизель – генератор тип TAD 1641GE 400 N=400 кВт - 1 комплекта;	первая.	к-т шт шт			1 3 1	
1	Вышечно-лебедочный блок, в том числе:						
1.1	Вышка буровая JJ 315/45-К высотой 45 м г/п - 315 т	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1; 2	1	
1,2	Кронблок ТС315 г/п - 315 т, мак нагрузка крюка 315 тн	-"	-"	-"	-"	1	
1.3	Талевый блок YC315 г/п 321 т	-"	-"	-"	-"	1	
1.4	Крюкоблок DG315 г/п 321 т	-"	-"	-"	-"	1	
1.5	Вертлюг SL 450-5, макс. вращающая скорость 330об/мин	-"	-"	-"	-"	1	
1.6	Верхний привод DQ50BC г/п 321 т, N-372 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
1.7	Балкон верхового рабочего	-"	-"	-"	-"	1	
1.8	Лифт-люлька для верхового рабочего	-"	-"	-"	-"	1	
1.9	Страховочный канат верхового рабочего	-"	-"	-"	-"	1	
1,10	Ротор ZP-375 г/п - 585 т Привод электрический	-"	-"	-"	-"	1	
1.11	Гидроприводной ключ для БТ ZQ203-125 0 3 1/2 - 8	-"	-"	-"	-"	1	
1.11.1	Гидроприводной ключ для ОК TQ340-35 0 13 3/8" - 5 1/2"	агр.	агр.	-"- -"	-"- -"	1	
1.12	Пульт управления бурильщика SK2Z-16 и пульт управления ПВО FKQ12807S	кр. бл.	кр. бл.	-"- -"	-"- -"	1/1	
1,12.1	индикатор веса на крюке	агр.	агр.	-"	1	1	в комплекте
1.12.2	индикатор давления на стояке	-"	-"	-"	-"	1	-"
1.12.3	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"	-"	-"	-"	1	-"
1.12.4	индикатор числа оборотов ротора	-"	-"	-"	-"	1	-"
1.12.5	индикатор уровня в доливной емкости	-"	-"	-"	-"	1	-"
1.12.6	регистратор объема бурового раствора	-"	-"	-"	-"	1	-"
1.12.7	индикатор глубины скважины	-"	-"	-"	-"	1	-"

Продолжение таблицы 12.6

1	2	3	4	5	6	7	8
1.13	регистратор механической скорости проходки		агр.	-"	1; 2	1	-"
1.14	индикатор давления в пневмосистеме	-"	-"	-"	-"	1	-"
1.15	индикатор глубины скважины	-"	-"	-"	-"	1	-"
1.16	датчики веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насос-уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости против потока бурового раствора, газа		агр.	-"	1;2	1	
1.17	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	-"	-"	-"	-"	1	
1.18	Газоанализатор стационарный с системой сигнализации для обнаружения и контроля сероводорода (по отдельному требованию заказчика)	-"	-"	-"	-"	1	в комплекте
1.19	Стояк двойной внутри. Ø - 103,2 мм высокого давления 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора	м.бл.	м.бл.	к-т	1;2	1	
1.20	Средства телеметрии (по условиям контракта)	-"	-"	-"	-"	1	
1.21	Буровая лебедка JC50D N - 1100 кВт; г/п 315 т:	-"	-"	-"	-"	1	
1.21.1	Подсвечник для бурильных труб	-"	-"	-"	-"	1	
1.21.2	Шурф для квадрата	-"	-"	-"	-"	1	
1.21.3	Шурф для бурильной свечи (двух трубки)	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	1	
1.21.4	Вспомогательная лебедка пневматическая QJ-5 г/п - 5 т	-"	-"	-"	-"	1	
1.21.5	Буровая лебедка JC70D N=1470 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
1.22	Пневматическая лебедка тип {JFY-5/35	агр.	-"	-"	-"		
1.23	электромагнитный тормоз FDWS-40 (вспомогательный)	-"	-"	-"	-"		
1.24	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната	-"	-"	-"	-"		
1.25	Металлические полы рабочей площадки 9 м х 6 м	-"	-"	-"	-"		
1.26	Подвышечное основание DZ450/9,5	-"	-"	-"	-"		
2	Силовой блок в том числе:						
2.1	Дизель генератор G12V190PZL-3, N-1100 кВт	м. бл.	м. бл.	-"	-"	3	
2.2	гидротрансформатор	-"	-"	-"	-"	1	
2.3	Тиристорная установка в металлическом контейнере	-"	-"	-"	-"		
2.4	консольный поворотный кран г/п - 3 т	-"	-"	-"	-"		

Продолжение таблицы 12.6

1	2	3	4	5	6	7	8
2.5	Главный пульт управления силовым приводом в металлическом контейнере	-"	-"	-"	-"		
2.6	Электроподстанция AC-SCR-DC	-"	-"	-"	-"		
3	Модуль компрессорной в том числе:						
3.1	воздушный компрессор холодного пуска	-"	-"	-"	-"		
3.2	электрокомпрессор с электродвигателем N - 55 кВт	-"	-"	-"	-"		
3.3	воздухосборник с воздух осушителем	-"	-"	-"	-"		
4	Циркуляционная система, в том числе:						
4.1	Общий полезный объем м ³	узел	узел	- «-	- «-	-	400 м ³
4.1.1	Буровой насос F-1600, с консольным краном и тельфером 0,5 т	кр. бл	кр. бл	-"	-"	2	
4.2	Эл. двигатель N=1200 кВт для привода бурового насоса	агр.	-"	-"	-"	3	
4.3	подпорный (подающий) насос с электродвигателем N - 56 кВт		-"	-"	-"	1	
4.4	металлическая рама (сани)	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1; 2	3	
4.5	Всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов 0-305 мм	узел	узел	II	-"	3	
4.6	Задвижки низкого давления на всасывающей линии -300 мм	агр.	агр.	шт.	-"	6	
4.7	Выкидная линия буровых насосов высокого давления -101,6 мм (от насосов до манифольда)	узел	узел	к-т	-"	2	
4.8	Линия высокого давления - 100 мм 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора от насосов в скважину (манифольд буровых насосов) с зажимами для крепления (утепляется войлоком или стекловатой и закрепляется толью)	агр.	агр.	II	-"	1	
4.9	Задвижки высокого давления - 100 мм на манифольде буровых насосов	-"	-"	шт	-"	4	
4.10	Выкидная линия бурового раствора -406 мм (скважина - вибросито)	узел	узел	к-т	-"	1	
4.11	Рабочих емкостей V=55 м ³	м. бл	м.бл	-"	-"	2	
4.12	Приемных емкостей V=65 м	м. бл	м.бл	-"	-"	2	
4.13	Промежуточных емкостей V=50 м ³	м. бл	м.бл	-"	-"	1	
4.14	Резервных емкостей V=50 м ³	м. бл	м.бл	-"	-"	2	
4.15	Емкость доливная V= 20 м ³	м. бл	м. бл	-"	-"	1	
4.16	Емкость с ловушкой для песка, (включен в режим активных емкостей) V= 10 м	м.бл	м. бл	-"	-"	1	
4.17	Обвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	-"	-"	5	
4.18	Отдельный емкость для приготовления высоковязкого раствора V= 38 м	-"	-"	-"	-"	1	

Продолжение таблицы 12.6

1	2	3	4	5	6	7	8
6	Система приготовления бурового раствора:						
6.1	загрузочный бункер	-"	-"	-"	-"	2	в комплекте
6.2	центробежный насос с электроприводом N=55 кВт	-"	-"	-"	-"	2	
6.3	приспособление для сбора раствора с возвратным шлангом на выкидную линию	-"	-"	-"	-"	1	
6.4	выкидная линия с ванной для установки датчиков	-"	-"	-"	-"	1	
7	Система очистки бурового раствора						
7.1	вибросито GJZS-1 с электроприводом на емкости	-"	-"	-"	-"	3	
7.2	пескоотделитель America/ Derrick flo-lin2000 с центробежным насосом и электроприводом к нему N=55 кВт	-"	-"	-"	-"	2	
7.3	илоотделитель America/ Derrick flo-lin2000 с центробежным насосом и электроприводом к нему N=55 кВт	-"	-"	-"	-"	2	
7.4	центрифуга LW455-NJ-B с центробежным насосом и электроприводом к нему N=18,5 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
7.5	вакуумный дегазатор LZCQ/3 с центробежным насосом и электроприводом к нему N=55 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
8	Насос Guanghan/SB6"×8"-12-1/2 для подачи воды	-"	-"	-"	-"	1	
9	Противовыбросовое оборудование на 700 кгс/см ² уровни ТТЗ (аналог ОП 45-350/80-700 ТТ-3 ГОСТ 13862-2003) в том числе:	арп.	арп.	к-т	-"	1	
9.1	превентор плащечный двойной 2FZ35-70, (13 5/8") 346 мм	-"	-"	-"	-"	1	
9.2	превентор плащечный одинарный FZ35-70 (13 5/8") 346 мм	-"	-"	-"	-"	1	
10	блок управления ПВО FKQ6407	-"	-"	-"	-"	1	
11.1	дистанционная панель управления JY70A	-"	-"	-"	-"	1	
11.2	штуцерный манифольд с батареей задвижек и с регулируемыми штуцерами JY70A	-"	-"	-"	-"	1	
11.3	манифольд глушения YG70A	-"	-"	-"	-"	1	
11.4	гидроаккумулятор	-"	-"	-"	-"	1	
11.4	линии глушения и дросселирования 78 мм	-"	-"	-"	-"	2	
11.5	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм х 25 м	-"	-"	-"	-"	2	
12	вакуумный дегазатор DERRICK/ VACU-FLO 1000	-"	-"	-"	-"	1	
12.1	Гидравлические линии к пультам управления ПВО – FKQ800-7	-"	-"	-"	-"	1	
12.2	Штуцерный манифольд с батареей задвижек и с регулируемыми штуцерами JY-79A	-"	-"	-"	-"	1	
12.3	Линия глушения YG-35-103 Дросселирования JG-35-103	-"	-"	-"	-"	1	
12.4	Переходные фланцы и монтажные элементы (переходные фланцы под конкретные диаметр и давление, шпильки, гайки, уплотнения по стандарту API	А)					

Таблица 12.6.1 - Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования "ZJ70/4500LDB"

№№ 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
		Первич- ный	Повтор- ный				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка "ZJ70DB"; Грузоподъемность максимальная - 450 тн Привод буровой установки - дизель-электрический Главный дизель типа G12V190PZL-3/0, к-та 3шт по N=810 кВт Дизель-генератор TAD1641GE400 = 400 кВт	перв.		к-т шт. шт.		1 4 2	
1	Вышечно-лебедочный блок, в том числе:	тягач	тягач	к-т	- «-	1	в комплекте
1.1	Вышка буровая «JJ 450/45», 5-К высотой 45м г/п 450т	тягач	тягач	к-т	1:2	1	в комплекте
1.2	Кронблок «ТС-450, г/п 450 т	тягач	тягач	- «-	1:2	1	в комплекте
1.3	Талевый блок «УС 450», г/п 450 т	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
1.4	Крюк тип DG450 г/п-450т	авт./тр	авт./тр	- «-	1:2	2	- «-
1.5	Вертлюг «SL450», г/п 450 т	авт./тр	авт./тр	- «-	1:2	1	кран-10 тн
1.6	Верхний привод DQ50BC г/п 321 т, N-372 кВт	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
1.6	Балкон верхового рабочего	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
1.7	Устройство быстрой эвакуации верхового рабочего	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
1.8	Ротор «ZP 375», г/п 585 т	тягач	тягач	- «-	1:2	1	- «-
1.9	Система передачи (трансмиссия)	тягач	тягач	- «-	1:2	2	- «-
1.10	Привод ротора - карданный	авт./тр.	авт./тр.	- «-	1:2	1	- «-
1,11	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером	авт./тр	авт./тр	- «-	1:2	2	- «-
1.12	Датчики веса, числа оборотов ротора, крутящего момента на роторе, давления на стояке, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	авт./тр.	авт./тр.	- «-	1:2	1	- «-
1.13	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (стационарный датчик H2S, дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	авт./тр	авт./тр	- «-	1:2	1	- «-
2	Энергетический блок, в том числе:						
2.1	Дизель «G12V190PZL-3/0», N=810 кВт	м.бл.	м.бл.	- «-	1:2	4	- «-
2.2	Дизель-генератор «TAD1641GE400», N=400 кВт	м.бл	м.бл.	- «-	1:2	2	- «-
2.3	Электрическая подстанция аналог ZJ-70	- «-	- «-	к-т	1; 2	1	- «-
3	Циркуляционная система, в том числе:						

3.1	Буровой насос «F-1600» трехплунжерный, номинальная входная мощность 1180кВ	м.бл	м.бл	к-т	1; 2	2	- «-
Продолжение таблицы 12.6.1							
3.2	Всасывающая линия низкого давления бур. раствора буровых насосов ф-305 мм	узел	узел	- «-	- «-	2	
3.3	Задвижки высокого давления ф-300 мм на манифольде буровых насосов	узел	узел	- «-	- «-	4	
3.4	Ёмкость для бурового раствора «D 50», V=400 м³	м.бл.	м.бл	шт	- «-	4	
4	Система очистки бурового раствора:						
4.1	Вибросито «GJS-1» с электроприводом	агр.	агр.	к-т	1; 2	3	в комплекте
4.2	Пескоотделитель «ZQJ 254*2» с центробежным насосом 6х8	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
4.3	Илоотделитель «LCN 100х10/1,5х0,6» с центробежным насосом 6х8	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
4.4	Вакуумный дегазатор LZCQ/3 с центробежным насосом	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
4.5	Центрифуга LW455*-NJ-B с центробежным насосом	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
5	Система приготовления бурового раствора:						
5.1	Гидроворонка на емкости 18 м³	агр.	агр.	- «-	- «-	1	- «-
5.2	Центробежный насос с электроприводом «6х8», N=55 кВт	агр.	агр.	- «-	- «-	2	- «-
5.3	Полевая лаборатория контроля параметров бурового раствора в модуле	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
5.4	Шламовый насос с электроприводом к нему N=5.5 кВт	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
5.5	Ёмкость для химреагентов, V=1,5 м³ с обвязкой и мех. перемешивателем N=7,5кВт и для приготовления бурового раствора V=18 м³	м. бл.	м. бл.	к-т	1:2	1/1	- «-
6.	Ёмкость для дизтоплива V=20 м³ и 30 м³ с 7,5 м³ расходной емкостью и 2 цен-тробежными насосами и электроприводом к ним					2/1	
8	Ёмкость для масла секционная, V=1,5 м³	- «-	- «-	- «-	1:2	1	
9	Ёмкость для воды V=12 м³ и 60 м³ с 2 центробежными насосами и электроприво-дами к ним			- «-	- «-	2	
10	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	узел	- «-	- «-	4	
11	Насос с электроприводом к нему N=55 кВт для подачи воды	узел	узел	- «-	- «-	3	
12	Лебедка «JC-70B», N = 1470 кВт, тип привода механический	кр. бл.	кр. бл.	- «-	- «-	1	- «-
13	Вспомогательная лебедка грузоподъемностью XJFH-5/35-5тн.	тягач	тягач	- «-	- «-	2	- «-
14	Противовыбросовое оборудование:						
14.1	Превентор универсальный на FH35-35/70 на 700 атм	агр.	агр.	- «-	- «-	1	- «-
14.2	Превентор двухплащечный «2FZ35-70» на 700 атм с трубными и глу-хими плашками	агр.	агр.	- «-	- «-	2	в комплекте
14.3	Буровая катушка ХДУ 9» х 700 атм	агр.	агр.	- «-	- «-	1	- «-
14.4	Блок глушения 65 мм на 700 атм	агр.	агр.	- «-	- «-	1	- «-
14.5	Дистанционная система управления ПВО «CH6V-70»	агр.	агр.	- «-	- «-	1	- «-
14.6	Блок дросселирования 80 мм на 700 атм	агр.	агр.	- «-	- «-	1	- «-
15	Металлические полы рабочей площадки 13мх13,9 м			- «-	- «-	2	- «-
16	Металлическое подвышечное основание DZ315/7,5-7,5 м - высота			- «-	- «-	1	- «-
17	Электрокомпрессорный блок	- «-	- «-	- «-	1:2	2	- «-
18	Воздухосборник GB 150-98 с устройством для осушки воздуха JAD-60N	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-

Продолжение таблицы 12.6.1

19	- всасывающая линия низкого давления – 254 мм	- «-	- «-	- «-	1:2	3	- «-
20	Задвижки низкого давления на всасывающей линии -254 мм	- «-	- «-	- «-	1:2	6	- «-
21	Линия высокого давления – для подачи бурового раствора от насосов в скв. /манифольд бур. насосов/с зажимами для крепл.	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
22	Задвижки высокого давления на манифольде бур. нас. – 5 шт.	- «-	- «-	- «-	1:2	7	- «-
23	Электрокомпрессорный блок	- «-	- «-	- «-	1:2	2	- «-
16	Подсвечник для бурильных труб	агр.	агр.	- «-	- «-	1	в комплекте
17	Шурф для квадрата	- «-	- «-	- «-	- «-	1	- «-
18	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	кр. бл.	- «-	- «-	1:2	1	- «-
19	На буровой датчики стационарные устанавливаются: у ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в нас. помещении – (2 шт), у приемных емкостей (2 шт) и в помещении отдыха персонала.	- «-	- «-	- «-	1:2	1	- «-
20	Стационарные газосигнализаторы имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков, проходят проверку перед монтажом, государственную поверку в процессе эксплуатации в установленные сроки	- «-	- «-	1:2	- «-	1	- «-
21	Приемный мост наклонна	м. бл.	м. бл.	- «-	- «-	1	-
22	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м						
23	Инструментальная площадка						
24	Емкость V=20 м3 для воды с центробежным насосом и электроприводом к нему N=7,5 кВт с обвязкой					2	
25	Топливная емкость V=4 м3 для питания котла ПКН-2М с центробежным насосом и электроприводом к нему N=7,5 кВт с обвязкой	- «-	- «-	- «-	- «-	2+1	
26	Дублирующая панель управления	- «-	- «-	- «-	- «-	1	- «-
27	Задвижка JG-35-10 шт с гидравлическим управлением						
28	Штуцерный манифольд с батареей задвижек и с регулируемыми штуцерами JY-79A	- «-	- «-	- «-	- «-	10	

Таблица 12.7 - Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование

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

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

** Допускается применение других надежных опор.

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

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
1	Сооружение превенторных щитов	навес.	1	2	Трайлер и авто
2	Монтаж инструментальной площадки	шт	1	1	- - // - -
3	Устройство шурфа из обсадных труб	10м	1	3,3	- - // - -
4	Буровое укрытие, каркас металлический, крыша РТУ	100м2	1	100	- - // - -

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

Таблица 12.9 - Объемы работ при использовании мобильной буровой установки «МБУ-125» 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 x2м 0,2м под емкости	шт.	"-	6	- - // - -
9	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м x 2м x 0,2м	шт.	"-	1	- - // - -
10	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м x15 x 1м	м	"-	"-	- - // - -
11	Подъемного блока установки МБУ-125 шасси ВАЗ и МЭКТ	к-т	"-	1	- - // - -
	Допустимая нагрузка на стол и клетевой захват кН (тс) 1226 (125)	к-т	"-	-	- - // - -
12	Привод механизмов - Двигатель шасси ЯМЗ -7511 мощностью 330 кВт (450 л.с)	к-т	"-	1	- - // - -
13	Блок бурового основание и мостика	-	-	-	-
13.1	Расстояние от земли до подроторных балок, мм -4500	к-т	"-	1	- - // - -
13	Талевая система – С устройством перепуска талевого каната 4х6	к-т	"-	1	- - // - -
14	Скорость подъема талевого блока 0,15, 1,5 м/с	к-т	-	-	-
15	Устройство оттяжек с якорями к мачте МБУ-125	шт.	"-	4	- - // - -
16	Буровой ротор РУП-560	к-т	"-	1	- - // - -
17	Прожектор	шт.	"-	4	- - // - -
18	Трапные установки высокого и низкого давлений	атм	"-	"-	- - // - -
19	Емкость 50м³ накопления и временного хранения пластовых флюидов	шт.	"-	3	- - // - -
20	Замерная емкость 10м³	шт.	"-	3	- - // - -

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

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

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность цикла строительства скважины

Строительно-монтажные работы для перевозки ВМ бригады, сут.	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.						
	Всего	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание		
					всего	В открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
-	200	15	5	90	90	-	90

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	0	40	-	1,0	-
2	Кондуктор	2,0	40	700	-	16,0	-
3	Тех.колонна	4,0	700	3300	-	37,0	
4	Эксплуатационная	4,0	3300	3800	-	-	25,0
Итого:		11,0				79	

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

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

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

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

Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
18	Устройство против разбрызгивания бурового раствора	БУ	1 к-т
19	Защитные очки и др. СИЗ для приготовителей бурового раствора из химреагентов.	БУ	По 1 шт. на рабочего
20	Очиститель бурильных труб	БУ	1 шт.
21	Комбинированный колпачек для перемещения долот	БУ	1 шт.
22	Приспособление для отвинчивания трехшарошечных долот	СТД	1 шт.
23	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки.	БУ	1 к-т
24	Указатель «Открыто» - «Закрыто» к задвижке высокого давления.	БУ	1 шт.
25	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок.	БУ	1 к-т
26	Предупредительное устройство о падении посторонних предметов в скважину	Устье скважины	1 шт.
27	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
28	Отводные крючки	БУ	3 шт.
29	Приспособление для одевания протекторов на бурильные трубы	БУ	1 шт.
30	Защитные каски с подшлемниками	БУ	по 1 на рабочего
31	Вкладыши противושумные «Беруши» или противושумные 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 H ₂ S на 5 точки	Импортные	5
9	Газоанализаторы со звуковой сигнализацией в случае превышения ПДК.	Импортные	5
10	Портативный газоанализатор горючего газа (3шт), кислорода (2 шт.), 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	Количество, 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 стационарный блок
2	Система оповещения по трансляционной сети (переносные мегафоны с питанием от аккумуляторных батарей).	-	2
3	Средства двусторонней связи с лагерем (радиоустройство с антенной и блоком питания).	-	2
4	Спутниковая связь	-	1

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

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

15. Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов

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

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

- соблюдать требования промышленной безопасности;
- организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- проводить обследование и диагностирование производственных зданий, технологических сооружений;
- проводить экспертизу технических устройств, отработавших нормативный срок службы, для определения возможного срока их дальнейшей безопасной эксплуатации;
- допускать к работе на опасных производственных объектах должностных лиц и работников, соответствующих установленным требованиям промышленной безопасности;
- предотвращать проникновение на опасные производственные объекты посторонних лиц;
- проводить анализ причин возникновения аварий, осуществлять мероприятия, направленные на предупреждение, ликвидацию аварий и их последствий;
- информировать незамедлительно территориальный уполномоченный орган об авариях;
- проводить анализ причин возникновения аварий, инцидентов, осуществлять мероприятия, направленные на предупреждение и ликвидацию вредного воздействия опасных производственных факторов и их последствий;
- механизмы, детали, приспособления и элементы оборудования, с потенциальным источником опасности для работающих, поверхности ограждающих и защитных устройств окрашиваются в сигнальные цвета.
- выполнять предписания по устранению нарушений требований нормативных правовых актов в области промышленной безопасности, выданных государственными инспекторами;
- предусматривать затраты на обеспечение промышленной безопасности при разработке планов финансово-экономической деятельности;
- обеспечивать своевременное обновление технических устройств, материалов, отработавших свой нормативный срок;
- декларировать опасные производственные объекты, своевременно уточнять декларацию при появлении и изменений сведений о промышленной безопасности;
- обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями организационно-технических мероприятий, обеспечивающих безопасное выполнение работ;
- заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами и формированиями договоры на обслуживание или создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования;
- и другое, предусмотренное законодательством Республики Казахстан в области промышленной безопасности.

15.1 Состав комиссии по приему экзаменов

На основании об утверждении Правил подготовки, переподготовки и проверки знаний специалистов, работников в области промышленной безопасности, глава 2, пункт 20. Для

сдачи экзаменов, приказом учебной организации создается ПДЭК в составе не менее 3 (трех) человек. Положение о работе ПДЭК разрабатывается учебной организацией и утверждается ее руководителем.

15.2 Плана проводимых учебных тревог

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

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

Задачами проведения учебной тревоги являются:

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

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

15.3 Противоаварийных тренировок

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

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

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

Проведение тренировок предусматривает решение следующих задач:

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

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

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

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

15.4 Утверждению экзаменационных билетов

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

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

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

15.5 План ликвидации

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

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

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

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

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

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

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

Результаты проверки оформляются протоколом с записью в журнал инструктажа и личную карточку рабочего.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

запрещается:

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

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

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

Строительно-монтажные, транспортные и строительно-дорожные машины, технические устройства, находящиеся в эксплуатации, должны быть исправны, оснащены сигнальными устройствами, тормозами, ограждениями доступных движущихся частей механизмов (муфт, передач, шкивов и т.п.) и рабочих площадок, противопожарными

средствами, иметь освещение, комплект исправного инструмента, приспособлений, защитных средств от поражения электрическим током и необходимую контрольно - измерительную аппаратуру, а также исправно действующую защиту.

Движущиеся части оборудования, представляющие собой источник опасности для людей, должны быть ограждены. Обучение, аттестация и допуск к выполнению работ технических устройств, управление которыми связано с оперативным включением и отключением электроустановок, осуществляется в соответствии с требованиями действующих норм и правил по безопасной эксплуатации электроустановок с присвоением квалификационных групп по электробезопасности. Предприятие обязано страховать своих работников и соблюдать требования Закона РК «Об обязательном страховании работника от несчастных случаев при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей».

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

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

17	Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности"	Приказом Министра здравоохранения РК от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ 275/2020
19	Кодекс республики Казахстан о здоровье народа и системе здравоохранения	№360-IV Закон РК от 07.07.2020г
20	Правила 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 здравоохранения РК от 11 января 2022года КР ДСМ-2.
22	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования работающего под давлением	Приказ Министра национальной экономики РК от 30.12.2014г №358 были изменения и дополнения, в частности приказы, обновляющие отдельные пункты (19.01.2023)
23	Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению производства и потребления	Приказ Министра здравоохранения РК от 25.12.2020 года №КР ДСМ-331/2020.
24	Экологическому кодексу Республики Казахстан	от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК
26	Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора хозяйственно питьевых целей	Приказ Министра здравоохранения экономики РК от 20 февраля 2023 года №209
27	«Методике расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию»	утвержденный приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164.
Справочная литература		
28	Макет технического (рабочего) проекта на строительство скважин на нефть и газ. РД 39- 0148052-537-87.	г. Москва, ВНИИБТ, 1987г.
29	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.	г. Самара, ВНИИТ нефть, 1997г.
30	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1977г.
31	РД 39-0147014-217-86. Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1987г.
32	Инструкция по эксплуатации колонкового снаряда «Недра» КД II –190/80 (КД ПМ–190/80).	г. Москва, ВНИИБТ, 1975г.
33	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1990г.
34	РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину.	г. Куйбышев, ВНИИТ нефть, 1980г.
35	Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В.И. Мищевича.	г. Москва, Недра, 1976г.
36	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна.	г. Москва, Недра, 1976г.

37	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова.	г. Москва, Недра, 1981г.
38	ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним.	г. Москва, Госстандарт, 1982г.
39	Спутник буровика. Справочник К.В. Иогансен.	г. Москва, Недра, 1986г.
40	ГОСТ 13862-90. Обвязки устья скважин противовыбросовым оборудованием.	г. Москва, Госстандарт, 1990г.
41	Б.И. Мительман «Справочник по гидравлическим расчетам в бурении».	г. Москва, Недра, 1963г.
42	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин.	г. Краснодар, ВНИИКР нефть, 1986г.
43	Справочник инженера по бурению т. II под редакцией В.И. Мищевича.	г. Москва, Недра, 1978г.
44	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые.	г. Москва, ЦБНТ ГК СССР, 1987г.
45	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.	г. Москва НИИ труда, 1987г.
46	Справочник укрепления сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин.	г. Москва, Недра, 1981г.
47	Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин.	г. Москва, Недра, 2000г.
48	Буровые растворы.	г. Астрахань, 2000г.
49	РД 39-022-90. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважины на нефть и газ на суше	г. Москва, ВНИИБТ, 1990г.
50	Дополнение к РД 39-0148052-537-87. Раздел 3. «Охрана окружающей природной среды». Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ.	г. Москва, ВНИИБТ, 1990г.
51	РД 39-3-819-82. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин.	г. Краснодар, ВНИИКР нефть, 1983г.
52	Инструкция радиационной безопасности РД-39-97.	г. Актау, «КазНИПИМунайгаз», 1997г.
53	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	-
54	РД 39-2-1220-84 «Требования по защите работающих при строительстве скважин в особых условиях».	-
55	Водный Кодекс РК, ст. 21 «Водоохранные зоны и полосы» от 31 марта 1993г. (официальный текст по состоянию законодательства на 20 апреля 1997г.) 2-ое изд.	г. Алматы, 1997г.
56	Международный транслятор-справочник. Буровой породоразрушающий инструмент. Том 1. Шарошечные долота. В.Я.Кершенбаум, А.В.Торгашова, А.Г. Мессер.	г. Москва, 2003г.

ГЛАВА 2. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

2.1 Сведения о водоснабжении

Таблица 2.1.1 - Водоснабжение

Расчетная потребность в тех. воде, м3	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 1413,88	80	нет	нет	нет	да	-	Актюбинской	-	-	-	-
Для хозяйственно питьевых нужд 365,99	20	нет	нет	нет	да	-		-	-	-	-

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

РАСЧЕТ РАСХОДА ВОДЫ

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

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

Расход пресной воды для хозяйственных 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 – 15,0 сут:

Столовая: 10 чел. x 36л x 15 сут = 5400л = 5,4м³

Душевая: 10 чел. x 100 л x 15 сут = 15000 л = 15м³

Питьевое: 10 чел. x 25 л x 15 сут = 3750 л = 3,75м³ итого: 24,15 м³

ПЗР - 5,0сут:

Столовая: 7 чел. x 36л x 5сут = 1260л = 1,26м³

Душевая: 7 чел. x 100 л x 5сут = 3500л = 3,5м³

Питьевое: 7чел x 25л x 5 сут = 875л = 0,875м³ итого: 5,635м³

Бурение крепление - 90сут:

Столовая: 14 чел. x 36л x 90 сут = 45360л = 45,36 м³

Душевая: 14 чел. x 100л x 90 сут = 126000л = 126,0 м³

Питьевое: 14 чел. x 25л x 90 сут = 31500л = 31,5 м³ итого: 202,86 м³

Испытание – 90сут:

Столовая: 8 чел. x 36л x 90 сут = 25920л = 25,92 м³

Душевая: 8 чел. x 100л x 90 сут = 72000л = 72 м³

Питьевое: 8 чел. x 25л x 90 сут = 18000л = 18 м³ итого: 115,92 м³

Таблица 2.1.2 - Баланс водопотребление и водоотведение

№ п/п	Наименование работ	Расход воды (м ³) на скважину для			
		хозяйственно питьевых нужд	технических нужд	пожаротушение	всего
1	2	3	4	5	6
1	СМР и подготовительные работы к бурению	29,785	-	-	29,785
2	Бурение и крепление	202,86	1211,02	50	1413,88
3	Испытание на продуктивность	115,92	130	-	245,92
4	Непредвиденные расходы 5%	17,42825	-	-	17,42825
5	Итого водопотребление	365,99325	1341,02	-	1707,01
6	Итого водоотведение	292,7946	-	-	-

Примечание:

Расход воды для технических нужд:

- приготовления бурового раствора (таблица 7.7) – 1043,1 м³
- цементирования (таблица 9.16): - 167,92 м³
- испытания (таблица 10.7): - 130 м³

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	Трансформаторов	Наименование (энергосистема, эл/станция и т.д.)	Расстояние до буровой км	ЛЭП, кВт	Подземный (подводный) кабель, км	Длина
1	2	3	4	5	6	7	8
-	-	-	Дизель-генератор буровой установки	-	-	-	-

Таблица 2.2.2 - Расчет потребности в ГСМ

Продолжительность работы	Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
	Всего	в том числе			наименование	расстояние до буровой, км
		Дизельное топливо ГОСТ 305-82	Моторное масло ГОСТ 305-82			
1	2	3	4	5	6	7
ZJ-50						
Бурении и креплении	1114,002	1081,812	32,19	-	-	-
ZJ-70						
Бурении и креплении	1302,642	1265,012	37,63	-	-	-
Буровая установка МБУ-125 (при испытание)						
Испытание	267,84	260,11	7,73	-	-	-

ПРИ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ И ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ:

Дизель генератор N=300 кВт - 1 комплект;

Согласно паспортной характеристике, расход топлива – 192 г/кВт.ч.

Дизельное топливо: $0,000001 \cdot 192 \cdot 300 \cdot 24 \cdot (15+5) = 27,64 \text{ тн.}$

где: строительное - монтажные работы - 15 суток, подготовительные работы – 5 суток

24 час – время работы. 1- количество диз. генератор.

Расход масла: $27,64 \times 0,032 \times 0,93 = 0,822 \text{ тн}$

Буровая установка ZJ-50

Двигатель G12V190PZL-3 N=810кВт - 3 комплекта;

Согласно паспортной характеристике, расход топлива 209,4 г/кВт.ч.,

Дизельное топливо: $2 \cdot 0,000001 \cdot 209,4 \cdot 810 \cdot 24 \cdot 90 = 732,732 \text{ тн.}$

Дизельное топливо: $1 \cdot 0,000001 \cdot 209,4 \cdot 810 \cdot 12 \cdot 90 = 183,2 \text{ тн.}$

Расход масла: $915,932 \times 0,032 \times 0,93 = 27,26 \text{ т}$

Дизель-генератор TAD1641GE400 N=400 кВт - 1 комплекта;

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

Дизельное топливо: $0,000001 \cdot 192 \cdot 400 \cdot 24 \cdot 90 = 165,88 \text{ тн.}$

Расход масла: $165,88 \times 0,032 \times 0,93 = 4,93 \text{ тн.}$

Всего: дизельное топливо $915,932 + 165,88 = 1081,812 \text{ тн.}$

масло $27,26 + 4,93 = 32,19 \text{ тн.}$

Буровая установка ZJ-70**Двигатель AV12V1900PZL-3/0 N=810 кВт - 4 комплекта;**

Согласно паспортной характеристике, расход топлива – 209,4 г/кВт.ч.,

Дизельное топливо: $2 \cdot 0,000001 \cdot 209,4 \cdot 810 \cdot 24 \cdot 90 = 732,732 \text{ тн.}$

Дизельное топливо: $2 \cdot 0,000001 \cdot 209,4 \cdot 810 \cdot 12 \cdot 90 = 366,4 \text{ тн.}$

Расход масла: $1099,132 \times 0,032 \times 0,93 = 32,7 \text{ тн}$

Дизель-генератор TAD1641GE400 N=400 кВт - 1 комплекта;

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

Дизельное топливо: $0,000001 \cdot 192 \cdot 400 \cdot 24 \cdot 90 = 165,88 \text{ тн.}$

Расход масла: $165,88 \times 0,032 \times 0,93 = 4,93 \text{ тн.}$

Всего: Дизельное топливо = $1099,132 + 165,88 = 1265,012 \text{ тн.}$

Масло: $32,7 + 4,93 = 37,63 \text{ тн.}$

Оборудование для обогрева (при подготовительных работах, бурении и креплении):

Паровой котел WNS 1-0.7-Y(Q) для обогрева в зимний период – 1шт

Согласно паспортной характеристике, расход топлива – 68 кг/ч.

Расход топлива составит: $0,001 \cdot 68 \cdot 24 \cdot (90+5) = 155,04 \text{ тн.}$

где: 0,001 – перевод кг в тонну

68 кг/час – расход топлива

24 часа – сут

5,0 – подготовительных работ

90,0 – бурения и крепления, сут.

Подъемная установка МБУ-125**Дизельный двигатель CAT DITA N=377 кВт- 2шт ;**

Согласно паспортной характеристике, расход топлива – 106 г/кВт.ч.,

Дизельное топливо: $0,000001 \cdot 106 \cdot 377 \cdot 24 \cdot 2 \cdot 90 = 172,63 \text{ тн.}$

Расход масла: $172,63 \times 0,032 \times 0,93 = 5,13 \text{ т}$

Дизельный генератор Caterpillar C15 N=450 кВт - 1 комплекта;

Согласны паспортной характеристики расход топлива – 90 г/кВт.ч.

Дизельное топливо: $0,000001 \cdot 90 \cdot 450 \cdot 24 \cdot 90 = 87,48 \text{ тн.}$

Масло: $87,48 \times 0,032 \times 0,93 = 2,60 \text{ т}$

Всего: дизельное топливо $172,63 + 87,48 = 260,11 \text{ тн.}$

масло $5,13 + 2,60 = 7,73 \text{ тн.}$

2.3 Схема транспортировки грузов и вахт

Таблица 2.3.1 - Маршруты транспортировки грузов вахт

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

Структура и состав проектной документации определены в соответствии с действующими нормативными требованиями и включают в себя разделы по ликвидации скважины, предусмотренные «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 16 декабря 2024 года № 200.

Решение о ликвидации и консервации будет приниматься Заказчиком с обязательным согласованием с инспекцией геологии и недропользования;

После выполнения работ, предусмотренных планом ликвидации скважины, скважина будет ликвидирована по инициативе пользователя недр.

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

Пользователь недр обязан обеспечить ликвидацию скважины, не подлежащей использованию в установленном порядке. Рабочий проект предусматривает, что после достижения проектной глубины 3800м в скважину спускается и цементируется до устья 168,3/177,8 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 Кожасай, 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 Кожасай, при ее ликвидации должны проводиться в строгом соответствии индивидуальным планом изоляционно-ликвидационных работ по скважине, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию скважины с учетом «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» (приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 16 декабря 2024 года № 200).

2. Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-

ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважины, ликвидируются по дополнительным планам.

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

4. Раствор должен быть обработан ингибитором коррозии, устье скважины до 5 м должно быть залито незамерзающей жидкостью (диз. топливо) во избежание размораживания устья скважины.

3.2.3 Технологические и технические решения по ликвидации скважин

Ликвидация оценочной скважин на месторождении Кожасай 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 $\frac{1}{2}$ объема продавочной жидкости;
- разгерметизация устья;
- подъем 2-3 свечей заливочных труб;
- стоянка на ОЗЦ;
- подъем заливочных труб;
- спуск компоновки: долото + УБТ + НКТ (СБТ-88,9мм), нащупывания цементного моста;

– испытание моста на прочность, но не более предельно допустимой на цементный камень. Результаты работ по установке мостов, проверке их на прочность и герметичность оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. После выполнения перечисленного комплекса работ оборудование ствола ликвидируемой скважины и после подписания акта органом надзора ликвидация скважины считается завершенным.

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

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

Безопасность работ должна предусматривать:

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

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

3.3 Консервация скважин

3.3.1 Технологические и технические решения по консервации скважин

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

Предусматривается установка цементного моста в 168,3/177,8мм 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 пространстве, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией в интервале 0 – 10 метров. Законсервированная скважина должна быть заполнена раствором, обработанным нейтрализатором сероводорода при наличии.

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

3.3.2 Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденным Заказчиком и согласованным с территориальными органами технического надзора планам, обеспечивающим выполнение проектных решений. План консервации скважины должен составляться с учетом конкретных горно-геологических особенностей разреза, содержать подробную информацию по техническому и технологическому состоянию скважины, причинах консервации, планируемых работах по оборудованию устья и ствола с указанием

ответственных исполнителей. Указанные в плане сроки консервации и порядок контроля технического состояния законсервированной скважины должны соответствовать требованиям Правил безопасности.

Последовательность работ по консервации скважины следующая:

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

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

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

ГЛАВА 4. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

4.1 Основные требования по промышленной безопасности и охране труда

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

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

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

4. Порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям правил и сроков проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников (Приказ Министра здравоохранения и социального развития РК от 26 июля 2024 года № 278. Об утверждении Правил и сроков проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников).

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

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

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

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

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

10. Бурение скважин может быть начато при законченной монтажом буровой установке и приемке ее комиссией, назначенной приказом по предприятию. В работе комиссии принимает участие представитель территориального подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

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

12. На территории буровой установке, а также жилого городка, должны быть установлены флюгера или ветровые носки, не менее четырёх 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 28.12.2022г №343.

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

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

Таблица 4.1.2 - Сопоставимость классов взрывоопасных зон

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

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

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

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

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

4.2.1 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

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

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

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

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

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

- создание резерва временного жилья для населения, оставшегося без крова при чрезвычайных ситуациях;

- организация системы мониторинга, оповещения населения и хозяйствующих субъектов о -техногенных авариях, возможных наводнениях, селях, оползнях и других опасных экзогенных явлениях;

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

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

ситуаций, включают:

- научные исследования, прогнозирование и оценку опасности возможных последствий добычи полезных ископаемых для населения и окружающей среды;

- планирование строительства и эксплуатацию с учетом перспектив развития добычи полезных ископаемых и ее влияния на устойчивость геологических структур;

- организацию и проведение превентивных мероприятий по снижению возможного ущерба от чрезвычайных ситуаций, связанных с разработкой месторождений, а при невозможности их проведения - прекращение добычи и консервацию месторождений с выполнением необходимого комплекса защитных мероприятий.

Инженерно-технические мероприятия Гражданской защите разрабатываются и проводятся заблаговременно. Страхование лиц, привлекаемых к выполнению мероприятий Гражданской защите и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций, обусловленных авариями, катастрофами, стихийными и иными бедствиями, и возмещение ущерба в случае их гибели или увечья осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

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

В Республике Казахстан аварийно-спасательные службы и формирования создаются:

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

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

Учитывая высокую опасность производства, предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности, по санитарии в целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения нормальных и комфортабельных условий труда и отдыха в соответствии

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

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

Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасных условий труда включают:

-при поступлении на работу, трудящиеся проходят предварительный медицинский осмотр, а в дальнейшем - периодические медосмотры, согласно постановлением правительства Республики Казахстан от 7 июля 2020г №360-VI. «Требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, вводе эксплуатации объектов строительства».

-рабочие, поступающие на работу, проходят обучение общим правилам безопасности, правилам оказания первой помощи пострадавшим, после чего проходят вводный инструктаж и инструктаж на рабочих местах с последующей сдачей экзаменов;

на все производственные профессии будут разработаны "Инструкции по безопасности и охране труда";

-ответственность за обеспечение и соблюдение правил безопасности труда возлагается на Подрядчика.

Санитарные нормы и правила.

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих видах работ:

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

С целью обеспечения охраны труда, здоровья персонала, технической безопасности и надежности оборудования, применяемого при строительстве скважины и в целом объекта работ, проектом предусматривается в соответствии с действующим законодательством, «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» постановлением 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 4 августа 2023года №355.	Все виды работ на объекте. Цикл строительства скважины (монтаж, бурение, испытание)
2	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации компрессорных станций. Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 14 июля 2023 года. №360.	Воздухосборники, гидроаккумуляторы, баллоны, обвязка, манометры
3	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации, грузоподъем механизмов. Утверждены приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 27 января 2023года №43.	Г/п механизмы, перемещение грузов

Продолжение таблицы 4.2.1

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

4.2.2 Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

Таблица 4.2.2 - Основные требования и мероприятия

№№ п/п	Основные требования и мероприятия
1	2
1.	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.
2.	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентировано «Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты». Согласно указанным документам, весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.
3.	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады опробования для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты – противогазами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) – 120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 24000-26000мг/м3 (по бензолу).
4.	Учитывая, что в процессе бурения, работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями «Гигиенических нормативов уровней шума на рабочих местах» и «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям работы с источниками вибрации» по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения шума и вибрации.
5.	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» от, 11 февраля 2022 года №КР ДСМ-13, * «Нормируемые показатели искусственного освещения основных помещений объектов».

6.	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (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, от 3 августа 2021 года №КР ДСМ-72, строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.6.

Таблица 4.2.3 - Средства для оказания первой доврачебной помощи

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

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

Примечания

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

4.2.3 Защита от шума и вибрации

Замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов производить по плану исполнителя работ (владельца оборудования). Уровень звукового давления регламентируется «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства" Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 июня 2021 года №КР ДСМ-49.

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

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

Основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);

систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);

широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;

оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;

изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шум образования относительно рабочих мест);

уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);

применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, шлемы).

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

Таблица 4.2.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибрации

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

Принятые технологические решения обеспечивают допустимый уровень звука (шума) на рабочих местах не выше 80дБ. Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

4.2.4 Освещение оборудование рабочих мест

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

Таблица 4.2.5 - Нормы естественного освещения в помещениях

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

4.2.5 Средства индивидуальной защиты

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

Обязательное использование СИЗ:

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

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

- а) каска
- б) защитные очки
- в) защитная обувь

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

Утвержденный список защитного оборудования

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

Замена СИЗ

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

Средства защиты головы

Общие положения

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

Общие требования по использованию касок:

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

Запрещается делать отверстия в корпусе каски. Запрещается красить каски.

Необходимо регулярно проводить осмотр касок. При обнаружении трещин, вмятин или иных повреждений, необходимо заменить каску. Каски, которые нельзя использовать, необходимо уничтожить. Запрещается использовать спортивные каски вместо защитных касок. Каски следует чистить с использованием мыла и теплой воды. Для чистки касок нельзя использовать растворители, химические вещества, бензин и другие подобные вещества. Запрещается длительное хранение касок под воздействием прямого солнечного света. Каски должны храниться в сухом и чистом помещении с соблюдением умеренного температурного режима, так как воздействие сильного холода или высокой температуры может повлиять на срок эксплуатации каски.

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

Утепляющие подшлемники

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

Средства защиты глаз и лица

Общие положения

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

Очки для защиты от воздействия химических веществ и закрытые защитные очки.

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

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

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

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

Защитные лицевые щитки

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

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

Очки сварщика

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

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

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

Шлем сварщика

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

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

Рекомендуется использовать шлемы с откидывающимся вверх стеклом

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

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

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

Для чистки стекол необходимо использовать мягкую или неабразивную ткань.

Закрытые защитные очки следует хранить в футлярах. Запрещается подвешивать очки за ремни. Стекла в шлемах сварщиков необходимо заменять, если они сломаны или, если царапины и прожоги от сварки затрудняют работу.

Замена оборудования

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

Средства защиты рук

Общие положения

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

Типы защитных перчаток

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

Перчатки с кожаными накладками

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

Непроницаемые перчатки (из неопрена, поливинилхлорида, нитрила)

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

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

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

Хлопчатобумажные перчатки

Хлопчатобумажные перчатки предохраняют руки от загрязнения и ссадин. Тем не менее, они не являются достаточно прочными, чтобы их можно было использовать при работе с шероховатыми или острыми предметами. Хлопчатобумажные перчатки, имеющие вкрапления 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 положение.

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

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

Требования к аварийным душам и пунктам для промывания глаз

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

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

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

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

Требования к пересмотру инструкции.

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

Инструкция должна пересматриваться через каждые 3 года для внесения необходимых изменений.

4.2.6 Средства индивидуальной защиты, спецодежда

Таблица 4.2.6 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№№ п/п	Наименование, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ, 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 против шумные 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 N=400 кВт.

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

Буровая установка ZJ50

- Модель и мощность двигателя "G12V190PZL-3/0", N=1100 кВт- 3шт;
- 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, шкафами для хранения спецодежды, умывальниками, туалетами, закрытой системой канализации;

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

оборудуют бытовым холодильником и раковиной для мытья посуды.

Устройство емкости для хранения пресной воды с герметичным люком и устройством для отбора проб воды, а также кипятильников (типа “Титан”) для круглосуточного обеспечения кипяченой водой;

- Устройство мест для сбора, утилизации отходов, мусора на удалении не менее 30 м от мест проживания;

Обеспечение сменными спальными принадлежностями;

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

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

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

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

Технический персонал. На объектах разведочных скважин предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество персонала, обслуживающих буровые работы составляет – 39 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 газ показаний бурового раствора методами ГИС:

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

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

4.2.10 Мероприятия по промышленной санитарии

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

Производственные помещения должны иметь:

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

При бурении скважины предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество технического персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 35 человек.

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

Состав санитарно-бытовых помещений определяется в соответствии с группой производственных процессов по классификации, в составе которой заложены признаки загрязнения тела и спецодежды (Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства" Приказ Министерства здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-49 от 16 июня 2021 года). При отсутствии на буровой вахтового комплекса, вне буровой на безопасном расстоянии (высота вышки + 10м) размещается вагон бурового мастера, культ будка - 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 Министерства здравоохранения РК № КР ДСМ-50 от 17 июня 2021 года), продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 20 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека – 2 отделения.

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

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

1.Водоснабжение.

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

2.Вентиляция.

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

3.Отопление.

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

Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

Вентиляция, отопление и кондиционирование воздуха производственных зданий и сооружений (включая помещения пультов управления, кабины крановщиков и др. изолированные помещения) проектируется из расчета обеспечения в рабочей зоне (на постоянных и непостоянных рабочих местах) во время проведения основных и ремонтно-вспомогательных работ метеорологических условий и содержания вредных веществ в воздухе, регламентируемых настоящими нормами (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» Приказ Министра здравоохранения от 11 февраля 2022 года КР ДСМ-13).

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

Таблица 4.2.9 - Минимальный расход наружного воздуха

Помещение с естественным проветриванием	Без естественного проветривания			Приточные системы
расход в 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 пылевыделениями надлежит предусматривать с гладкими поверхностями, допускающими легкую очистку.

Применение лучистого отопления с инфракрасными газовыми излучениями допускается только с удалением продуктов сгорания непосредственно от газовых горелок наружу.

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

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

Примечание: в системах отопления с низкотемпературными источниками тепла радиационное напряжения на рабочих местах при высоте 1,5-2,0 м от пола не должно превышать 35 Вт/м² (27 ккал/м²ч).

Очистка от пыли наружного и рециркулируемого 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 0С при легкой физической работе;
- 12 0С при работе средней тяжести;
- 8 0С при тяжелой работе.

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

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

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

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

Таблица 4.2.10 - Классификация производственных процессов

Группа производственных процессов	Санитарная характеристика производственных процессов (признаки загрязнения тела и спецодежды)	Расчетное количество человек на:	Тип гардеробных 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 линия с ограждением. Вокруг блоков хранения ГСМ устраивается обвалование соответственно объему хранения с установкой знаков пожарной опасности. Для пожарного водоснабжения используется напорная емкость объемом не менее 50м³. На линиях подачи воды устраиваются 2 пожарных стояка с пожарными рукавами длиной по 20м, вблизи вышечное -силового блока и насосного блока. На объекте устанавливаются 3 щита с противопожарным инвентарем в вахтовом комплексе. Места установки должны иметь свободный доступ.

4.2.11 Первичные средства пожаротушения

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

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

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

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

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

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

- Перед началом работ прикладывается план-график подготовительных, основных и заключительных работ, а также план ликвидации возможной аварии.
- Перед началом работ по освоению скважин ответственное лицо проводит инструктаж с членами бригады по пожарной безопасности и производит соответствующую запись в журнале
- Прострелочно-взрывные работы в скважинах производятся по разрешению руководителя работ и в присутствии геолога нефтегазодобывающего или бурового предприятия.
- Перед прострелочно-взрывными работами противовыбросовое оборудование тщательно проверяется и спрессовывается на давления, указанные в плане работ.
- Во время спускоподъемных операций на колонный фланец устанавливается воронка из искробезопасного материала.

19. При освоении скважины передвижной компрессор устанавливается на расстоянии не менее 25 м от скважины с наветренной стороны.

4.3 Противофонтанная и газовая безопасность

4.3.1 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

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

- инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно ПЛА;
- инструктаж персонал геофизических и подрядных организаций, работающих на территории буровой установки:
- проверка состояния буровой установки, устьевого и ПВО, инструмента и приспособлений для герметизации скважины, и ликвидации ГНВП:
- проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ персонала:
- проверка систем противоаварийной, противофонтанной 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 бурильной колонны;

- уменьшение против расчетного объема доливаемого бурового раствора при подъеме бурильной колонны.

Признаки раннего обнаружения ГНВП при полностью поднятой из скважины бурильной колонне и длительных остановках:

- перелив бурового раствора из скважины;

- увеличение давления на устье загерметизированной скважины;

- падение уровня бурового раствора (поглощение как косвенный признак).

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

Таблица 4.3.1 - по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений.

Показатели	Диапазон измерений	Допустимое отклонение, +/-	Тип подачи исходной информации			
			По-каз.	За-пись	Свет. сигн.	Звук. сигн.
Уровень бурового раствора в приемных емкостях, м	1,6	0,02	+	+	+	+
Расход бурового раствора на выходе от расхода на входе, %	0-100		+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом долитого в скважину бурового раствора, м ³	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Разность между теоретическим и фактическим объемом вытесненного из скважины бурового раствора, м ³	0-1,0	0,1	+	-	+	+
Газосодержание, %	1-60	4	+	-	+	+
Механическая скорость проходки, м/ч	0-50	0,2	+	+	-	-
Давление на стояке, МПа	0-40	0,2	+	+	-	-
Крутящий момент на роторе, кгс x м	0-3800	75	+	+	-	-
Плотность бурового раствора, г/см ³	0,8-2,1	0,01	+	+	-	-

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

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

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

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

В) увеличение объема бурового раствора в приемной емкости.

Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

А) увеличение механической скорости или крутящего момента;

Б) повышение объема бурового раствора в приемной емкости.

Третье сочетание признаков (слабое проявление):

А) снижение плотности бурового раствора;

Б) увеличение содержание газа, воды и нефти в буровом растворе.

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

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

Таблица 4.3.2 - Действия буровой вахты при обнаружении газонефтеводопроявлений

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

4.3.2 Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

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

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

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

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

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

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

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

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

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

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

Порядок герметизации скважины при бурении:

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

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

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

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

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

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

Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:

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

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

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

1. Действия вахты при бурении скважин:

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

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

- 3) первый и третий помощники бурильщика проверяют задвижки на выкидных линиях, из которых резервные и на отводе на дегазатор должны быть открыты, а остальные закрыты;
- 4) бурильщик с помощью дублера пульта управления открывает гидроприводную задвижку на линии дросселирования и закрывает универсальный превентор, а если его нет - верхний плащечный;
- 5) в случае закрытия плащечного превентора по команде бурильщика помощники фиксируют схождение плашек ручным приводом с обязательным отсчетом числа оборотов штурвала, указано на щите; на правом штурвале работает первый и третий, на левом - второй и четвертый помощники бурильщика;
- 6) бурильщик после 5-10 минут регистрирует избыточное давление на устье скважины, не допуская при этом превышения допустимого давления для последней спущенной колонны и давления гидроразрыва;

- 7) после герметизации устья передает сообщение ответственному лицу контроля и оператору станции ГТИ;
- 8) дальнейшие работы по ликвидации проявления ведутся по указанию руководителя организации при участии АСС.

2. **Действия вахты при СПО.**

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

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

3. ведут дальнейшее наблюдение за изменением давления в трубном и затрубном пространствах;

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

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

6. дальнейшие работы по ликвидации проявления проводят по специальному плану.

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

4. **Действия вахты при спуске обсадной колонны.**

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

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

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

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

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

4) для этого бурильщик с помощниками на муфту обсадной трубы устанавливают переводник с обсадной трубы на трубы бурильные. Затем вахта приступает

к спуску бурильных труб, по завершении которого колонна труб разгружается на ротор. Устанавливают шаровой кран, наворачивают ведущую трубу и колонну труб подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

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

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

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

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

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

5. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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

6. Действия вахты при ремонте скважин.

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

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

- 6) бурильщик поднимает колонну труб и механизм. Первый помощник устанавливает вспомогательный элеватор на колонный фланец под муфту трубы;
 - 7) бурильщик опускает механизм и колонну труб до посадки их на вспомогательный элеватор, а помощник снимает элеватор с монтажного патрубка;
 - 8) бурильщик поднимает механизм до выхода из монтажного патрубка и опускает его на пол рабочей площадки;
 - 9) помощники отцепляют от механизма монтажные устройства, снимают их с подъемного крюка и вместе с бурильщиком отворачивают монтажный патрубок;
 - 10) бурильщик и помощники наводят на устье планшайбу с закрепленным уплотнительным кольцом и открытой задвижкой и соединяют патрубок планшайбы с трубами;
 - 11) бурильщик приподнимает колонну труб с планшайбой, а помощник удаляет нижний элеватор;
 - 12) первый помощник бурильщика открывает задвижку на выходе в емкость. Задвижки на второй выкидной линии, цементировочного агрегата и доливной емкости должны быть закрыты;
 - 13) бурильщик сажает планшайбу на колонный фланец, вместе с помощниками закрепляет ее шпильками и герметизирует устье скважины закрытием задвижек центральной и на выкидной линии в емкость и ведет наблюдение за давлением в скважине;
 - 14) бурильщик с помощниками обвязывают устье с насосом (агрегатом);
 - 15) бурильщик сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении на скважине;
 - 16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.
7. **Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:**
- 1) бурильщик подает сигнал "Выброс", сообщает о проявлении. Сажает колонну труб на фланец;
 - 2) бурильщик с помощниками наводят на устье планшайбу с открытой задвижкой и с закрепленным уплотнительным кольцом и соединяет патрубок планшайбы с колонной труб;
 - 3) бурильщик при помощи допускного патрубка приподнимает колонну труб с планшайбой, а его помощники удаляют нижний элеватор;
 - 4) первый помощник бурильщика открывает задвижку на выкидной линии отвода в емкость. Задвижки на другой выкидной линии должны быть закрыты;
 - 5) бурильщик сажает планшайбу на фланец и с помощниками закрепляет ее шпильками. Вывод кабеля герметизируют способом, применяемым на данной скважине. Ведут наблюдение за давлением в скважине;
 - 6) бурильщик и помощники принимают меры по обвязке устья с насосом (агрегатом) и герметизации скважины;
 - 7) бурильщик сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении на скважине.
8. **Действия вахты при промыслово-геофизических работах:**
- 1) бурильщик подает сигнал "Выброс" дает указание представителю геофизической организации об остановке работ и немедленном подъеме геофизических приборов из скважины, сообщает вахте о проявлении;

- 2) бурильщик с помощниками способствует ускорению подъема приборов из скважины, герметизации скважины и сообщает ответственному лицу контроля организации об осложнении.
9. Регламент времени на герметизацию устья скважины при ГНВП указан в таблице 4.3.2 (а).

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

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

4.3.4 Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения

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

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

После технологической стоянки спустить бурильную колонну до забоя, промыть скважину в течение как минимум полуцикла до полного вымывания газированной пачки и

выравнивания параметров бурового раствора. При углублении скважины необходимость и продолжительность технологических стоянок определяются главным инженером бурового предприятия.

При получении “провала” инструмента без полного поглощения – бурение прекратить. Промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора до полного вымыв забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлениях имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;
- запас бурового раствора (с глубины 3800м-164,1м³) 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, главы 1 в редакции приказа Министра индустрии и инфраструктурного развития РК от 22.11.2019 № 872).
- перед подъемом бурильного инструмента предусмотрена дополнительная промывка с целью раннего обнаружения ГНВП;
- углубление скважины в интервалах, где возможно ГНВП, осуществлять в присутствии ИТР, владеющих методикой раннего обнаружения проявлений.

4.3.5 Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО

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

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

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

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

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

установлено постоянное наблюдение за устьем и обеспечена быстрая возможность герметизации устья на “аварийную” трубе.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.3.6 Метод контроля вытесненного из скважины раствора при спуске колонны.

В процессе спуска колонны контролировать характер и объем вытесняемого бурового раствора в зависимости от типа применяемого обратного клапана. При спуске колонны с клапаном и автоматическим заполнением буровым раствором вести периодический долив с целью контрольной проверки полноты заполнения. Уровень бурового раствора должен быть на устье и контролироваться визуально. При необходимости провести промежуточные промывки в интервалах осыпей и обвалов. После спуска колонны до забоя необходимо промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора в соответствии с проектными значениями. Промывку скважины производить не менее 1 цикла, чтобы убедиться в отсутствии разгазированных пачек бурового раствора, с расчетной производительностью по наименьшей скорости восходящего потока в кольцевом пространстве при бурении под колонну. При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасности прихвата. Дальнейший

спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками продолжительностью не менее одного цикла или до выхода забойной пачки раствора и его выравниванию, согласно рабочему проекту.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6. При использовании или обслуживании оборудования и приборов несколькими работниками должна быть установлена связь. С системой команд и сигналов должны быть ознакомлены все работники геофизической и буровой бригад.

7. Перечень работ каротажной партии (отряда) на базе геофизического предприятия включает:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1. По окончании бурения перед геофизическими исследованиями циркуляция должна быть продолжена до выхода забойной порции промывочной жидкости на поверхность, и скважина должна быть заполнена до устья. Все геофизические работы проводятся по типовым техническим проектам, согласованным с Заказчиком.
2. Перед проведением геофизических работ в скважине со вскрытыми проявляющими горизонтами необходимо провести технологическую остановку при нахождении бурильного инструмента в башмаке обсадной колонны с последующим спуском инструмента до забоя и промывкой не менее 1 цикла, до полного выравнивания параметров бурового раствора. Длительность технологической остановки определяется технологической службой бурового предприятия.
3. Разрешение на проведение промыслово-геофизических работ дает руководство бурового предприятия по согласованию с противофонтанной службой после проверки комиссией состояния скважины (по результатам технологической остановки) и готовности БУ.
4. Продолжительность каротажных работ не должна превышать 75% от продолжительности технологической остановки. В случае неполного выполнения комплекса геофизических исследований, работы по исследованию должны быть продолжены после повторной подготовки скважины.
5. На весь период проведения электрометрических работ под руководством ответственного ИТР должно быть установлено постоянное наблюдение за скважиной с контролем уровня.
6. При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей, работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.
7. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине
8. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных
9. производственных объектов нефтяной и газовой промышленности», от 30 декабря 2014 года № 355.
10. При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважины, требующих непосредственного взаимодействия персонала Подрядчика и Заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно утверждаемым их руководителями. Приступать к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке БУ, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и Подрядчика. При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторы устройством, обеспечивающим герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА (прострелочно-взрывная аппаратура). Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. Скважинный прибор или аппарат на время приостановки работ должен быть поднят на поверхность и приведен в безопасное состояние.
11. При промыслово-геофизических и прострелочно-взрывных работах (далее – ПВР) должна быть обеспечена освещенность рабочих мест.

12. При освещенности буровой ниже указанных значений производство геофизических и ПВР в темное время суток не допускается.
 13. В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых (+,- 10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА. Во время перфорации должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.
 14. Освоение скважины осуществляется по плану работ (составленного с учетом технологических регламентов на эти работы), утвержденному техническим руководителем бурового предприятия и согласованного с Заказчиком.
 15. Погрузка и разгрузка скважинных приборов, грузов, блоков и оборудования проводится при участии не менее двух работников. Скважинные приборы и грузы массой более 40 килограмм или длиной более 2 метра опускают в скважину и поднимают с использованием подъемных механизмов.
 16. Освоение скважины воздухом запрещается. Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:
 - замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более 0,5-0,6 г/см³, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт)
 - использования пенных систем.
 - Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством 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, манифольный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой, установлен сепаратор, емкости для сбора флюида и глушения скважины.

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

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

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

Мероприятия по созданию и поддержанию готовности к применению сил и средств согласно мероприятиям по поддержанию готовности к локализации и ликвидации аварий, которые, могут привести к чрезвычайным ситуациям, на объекте ТОО «Казахойл Актобе» 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 табелю 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», утверждённым руководством ТОО «Казахойл Актобе».

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

Порядок действия сил и средств

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

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

Действия ответственных лиц:

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

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

В случае возникновения открытого фонтанирования дежурная смена обязана немедленно:

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

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

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

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

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

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

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

Основные этапы работ:

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

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

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

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

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

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

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

Примечание: Условия дополнительной обработки бурового раствора реагентом нейтрализатором.

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

1.1 Металлические реагенты / сульфид-образующие соли

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

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

1.2 Окислители

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

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

1.3 Органические / аминовые / триазиновые реагенты

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

1.4 Каталитические / наноматериалы / комбинированные подходы

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

Расхода реагента

Расход реагента зависит от:

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

Таблица 4.3.2 (б) – Типы нейтрализаторов

п/п	Тип / группа реагентов	Принцип действия	Преимущества / недостатки
1	2	3	4
1	Металлические (солевые) реагенты / сульфид-образующие соли	Реагент реагирует с H_2S , образуя нерастворимые сульфиды металлов (например, ZnS , CuS , FeS)	обычно дешевле, высокая поглотительная способность, но возможны побочные эффекты (на реология раствора, коррозия)
2	Окислители (химическое окисление H_2S)	Окисление H_2S до элементарной серы (S^0),	не требует замены осадков, может быть быстрым, но

		сульфатов / тиосульфатов и др.	требуется контроль условий (рН, избыток окислителя)
3	Органические связывающие реагенты (хемо сорбенты, аминовые / триазиновые реагенты и др.)	Реагенты химически связывают H_2S , образуя органические или смешанные продукты, не высвобождающиеся обратно	высокая селективность, управляемость, меньший эффект на физические свойства раствора
4	Каталитические / каталитически усиленные методы / наноматериалы / комбинированные подходы	Использование катализаторов, наночастиц, каталитических оксидов, чтобы ускорить реакцию связывания или окисления	может значительно повысить скорость и эффективность, но сложнее в реализации

Рекомендации:

- **Металлические реагенты** — недорогие, эффективные при умеренных концентрациях, но могут влиять на параметры раствора и вызывать коррозию.
- **Окислители** — быстрые в действии, не требуют образования осадка, но нужно тщательно дозировать чтобы не переокислять (и не навредить раствору).
- **Органические / триазиновые реагенты** — хорошо подходят для контролируемого дозирования, минимального влияния на свойства раствора, особенно при низких концентрациях H_2S .
- **Каталитические / наноматериалы** — перспективны, могут улучшить скорость реакции, но сложнее внедрять и контролировать в полевых условиях.

Краткий анализ фактического содержания сероводорода в отдельных скважинах

Сероводород (H_2S) является естественным компонентом нефти и газов ряда нефтяных и газовых месторождений в скважинах с высоким давлением, содержащих в добываемой продукции H_2S и/или CO_2 , происходило быстрое разрушение НКТ и обсадных колонн из-за коррозионного растрескивания под напряжением.

Коррозионное растрескивание под напряжением – это хрупкое разрушение металлов в результате одновременного воздействия коррозивной среды и растягивающих (остаточных и приложенных извне) напряжений. Оно возникает при накоплении водорода в металле, что приводит к снижению его прочности – статической водородной усталости (водородному охрупчиванию). При коррозионном растрескивании разрушение металла происходит из-за возникновения и развития трещин, которые вызваны высоким парциальным давлением водорода, диффундировавшего в металл и скопившегося внутри малых областей, и действием растягивающих напряжений. Коррозионное растрескивание под напряжением может происходить в растворах, содержащих H_2S , CO_2 , аммиак, нитраты, хлориды, кислоты, щелочи и др.

Классификацию коррозии по виду коррозивной среды проводят на основе значений парциальных давлений H_2S и CO_2 . В табл. 4.3.2 (в) приведена классификация, которую применяют на металлургических заводах при выборе сталей НКТ для работы в соответствующих условиях.

Таблица 4.3.2 (в) Классификация коррозии по виду коррозивной среды в зависимости от парциальных давлений H₂S и CO₂.

Вид коррозии	P _{H₂S} , МПа	P _{CO₂} , МПа
Углекислотная	<0,0003	>0,05
Сероводородная	>0,0003	<0,05
Смешанная	>0,0003	>0,05

Различные механизмы участия H₂S в катодной и анодной реакциях рассмотрены в литературе. Катодная реакция протекает с участием катионов H⁺. Все исследователи отмечают, что характерной чертой H₂S-коррозии углеродистых сталей является локальная коррозия, при этом решающую роль в локализации H₂S-коррозии играет образование на поверхности стали пористого слоя сульфида железа.

H₂S-коррозия стали при определенных условиях вызывает коррозионное растрескивание под напряжением – хрупкое разрушение металла в результате одновременного воздействия коррозивной среды и растягивающих (остаточных и приложенных извне) напряжений. Оно возникает при накоплении водорода в металле, что приводит к снижению его прочно-сти – статической водородной усталости (водородному охрупчиванию).

При коррозионном растрескивании разрушение металла происходит из-за возникновения и развития трещин, которые вызваны высоким парциальным давлением водорода, диффундировавшего в металл и скопившегося внутри малых областей. Коррозионному растрескиванию под напряжением в большей или меньшей степени подвержены все металлы и сплавы – это один из наиболее опасных видов коррозионного разрушения в нефтяной и газовой промышленности.

4.3.11 Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

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

- Вес на крюке, т;
- нагрузка на долото, т;
- удельное электрическое сопротивление на входе и выходе, Ом/м;
- положение талевого блока, м;
- подача инструмента, м/с;
- скорость перемещения талевого блока, м/с;
- частота вращения ротора, об/мин;
- крутящий момент на роторе, кН х м;
- давление в буровом Манифольд, МПа;
- число входов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочей и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, 0С;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м³;
- газосодержащие на выходе, %;

Средства технологического контроля должны позволять также производить анализ поровых давлений.

4.3.12 Организация контроля за производством работ на объектах работниками противопожарной 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 совпадает с режимом работы буровой вахты, и наблюдение за процессом бурения – вахтовое. Обеспечение средствами связи и транспортом работников АСС такое же, как и персонала БУ.

4.3.13 Методы и средства проветривания рабочих зон буровой

1. Под вышечное пространство, рабочая зона площадки буровой проветриваются естественной вентиляцией. В зимнее время подвышенное пространство проветривается с помощью калориферной установки, используемой для обогрева превенторов.

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

4.3.14 Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважины

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

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

Физико-механические свойства тампонажных растворов

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

Таблица 4.3.3 - Свойства цемента типа ПЦТ I-G

	Наименование показателя	Значение	
		не менее	не более
1	Прочность на сжатие через 8 ч твердения, МПа при температуре: -38°C -60°C	2, 1-10,3	-
2	Водоотделение цементного теста, мл	-	3,5
3	Начальная консистенция цементного теста через 15-30 мин после помещения в консистометр, ед. Вс	-	30,0
4	Время загустевания до консистенции 100 ед. Вс, мин	90,0	120,0

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

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

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

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

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

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

Тампонажная смесь, в условиях сероводородной агрессии возможно использовать сульфатостойкий портландцемент ПЦТ I-G СС-1. При разработанная тампонажная смесь имеет устойчивый фазовый состав, является коррозионностойкой и обладает пониженной плотностью и проницаемостью цементного камня, что позволяет использовать ее при

цементировании в интервалах, осложненных поглощениями и присутствием Н28. При разработана облегченная коррозионностойкая тампонажная смесь для цементирования скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии на основе цемента марки ПЦТ 1-0 СС-1 (вяжущий материал), синтетического сульфированного полимера (газоблок), расширяющей добавки (ДР-100) и гранулированного пеностекла (ГПС).

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

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

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

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

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

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

Для цементирования обсадных колонн рекомендуются следующие тампонажные материалы:

- Цемент ПЦТ - 50 (ГОСТ 1581 - 85) при температуре забоя 50⁰С;
- Цемент ПЦТ - 100 (ГОСТ 1581 - 91) для температур до 100⁰С;

- При температуре свыше 100°C применяются специальные цементы типа ШПЦС;
- Смесь портландцемента со сланцевой золой рекомендуется при отношении масс цемента и золы. при температуре свыше 70°C эта смесь является расширяющейся;
- Смеси портландцемента с бентонитом, керогеном, перлитом и другими добавками, которые относятся к облегченным тампонажным цементам;
- Смесь портландцемента с утяжелителем, которая относится к утяжеленным тампонажным цементам;
- Смесь портландцемента с песком.

Для тампонирования к составу таких растворов включают:

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

Требования к тампонажному раствору:

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

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

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

Примечание:

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

4.3.15 Технология установки аварийного цементного моста

1. Общие требования

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

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

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

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

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

Требования к тампонажному раствору для установки цементного моста

Тампонажные материалы и реагенты:

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

- понизитель водоотдачи, понизитель вязкости, замедлители схватывания.

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

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

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

2. Основные технологические операции при установке цементного моста

2.1 Спустить заливочную колонну, состоящую из 127 мм бурильных труб, оборудованную в нижней части 73 мм НКТ длиной до глубины, соответствующей подошве моста.

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

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

3. Затворить и закачать расчетный объем тампонажного раствора.

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

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

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

буферной жидкости и тампонажного раствора. Избегать обратной посадки заливочной колонны.

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

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

9. Поднять заливочную колонну на 25 м над мостом.

10. Испытать мост на герметичность давлением равным давлению опрессовки обсадной колонны.

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

4.3.16 Оценка коррозионного риска обсадных труб, НКТ и оборудования скважины

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

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

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

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

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

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

С учетом геологического разреза скважины, свойств пластового флюида и параметров.

эксплуатации приняты обсадные трубы следующих марок стали:

- для направления – марка стали К-55 с толщиной стенки 11,13 мм;

- для кондуктора – марка стали К-55 с толщиной стенки 10,92 мм;
- для техническая – марка стали Р-110 с толщиной стенки 13,84 мм;
- для эксплуатационной колонны N-80 с толщиной стенки 10,36 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 обсадной колонны негерметично.

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.

4.3.17 Контроля коррозионного состояние бурильных и элементов трубных колонн

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

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

Для защиты от коррозии рекомендуется:

- систематически контролировать щелочность (рН) промывочной жидкости, не допуская ее уменьшения ниже оптимального для данного региона;

- в особых случаях применять бурильные трубы, изготовленные из специальных сплавов;

- вводит в промывочный раствор ингибиторы коррозии и реактивы, снижающие коррозионное воздействие сероводорода.

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

Требования к коррозионной защите оборудования и труб;

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

В процессе эксплуатации НКТ подвергаются углекислотной коррозии, коррозионному растрескиванию, коррозионной усталости, сульфидному растрескиванию, коррозионно-механическому износу в паретрения с муфтами насосных штанг и центраторами,

Основными способами защиты от локальной коррозии внутренней поверхности НКТ являются:

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

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

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

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

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

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

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

Подачу ИК в добывающие скважины осуществляют следующими основными способами:

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

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

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

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

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

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

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

Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов.

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

после спуска кондуктора или промежуточной колонны, при бурении ниже которых ожидается вскрытие газовых, газоконденсатных, напорных нефтяных и водоносных горизонтов, а также при бурении разведочных скважин в неизученной части разреза на устье любой скважины должна быть смонтирована противовыбросовая установка;

типовые технологические и монтажные схемы обвязки этой установки должны быть разработаны для каждой площади или группы площадей с учетом требований Правил безопасности и специфических геологических условий и согласованы с соответствующими организациями;

для каждой буровой типовая схема конкретизируется с учетом ее местоположения, на местности проходящих линий передач и других коммуникаций, сооружений, вида бурового и вспомогательного оборудования;

вскрытие газовых горизонтов с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и последующее углубление скважины не допускается без проведения работ по прогнозированию пластового давления по геофизическим и технологическим данным и без приведения параметров бурового раствора в соответствие с этими давлениями;

Важное профилактическое мероприятие для предупреждения открытого фонтанирования — практическая подготовка буровых бригад.

Каждая вахта должна визуально проверять состояние противo-выбросового оборудования; наличие бурильной трубы с закрепленным на ней обратным клапаном, запасного обратного клапана и переводника с одного размера труб на другой (при использовании комбинированной бурильной колонны).

Бурильщики и их помощники обязаны знать условия проводки скважины и глубину залегания горизонтов, при вскрытии которых возможны газонефтеводопроявления или поглощения.

До прибытия на скважину бурового мастера, инженерно-технических работников ответственным за выполнение первоочередных мероприятий, предупреждающих переход газонефтепроявлений в открытый фонтан, является бурильщик.

На буровой необходимо иметь постоянный запас бурового раствора в количестве, равном объему скважины. Запасной буровой раствор следует периодически (не реже 1 раза в 7—10 дней) перемешивать и контролировать его параметры.

В случае обнаружения даже незначительного или периодического движения бурового раствора, когда бурильная колонна полностью извлечена из скважины, необходимо опустить в нее максимально возможное количество бурильных свечей, установить наверху обратный клапан или шаровой кран, после чего проводить работы по герметизации устья и ликвидации газопроявления.

Перед подъемом из скважины в колонну бурильных труб рекомендуется закачать 1,5-2 м³ более тяжелого бурового раствора для предотвращения сифона.

Колонну бурильных труб из скважины после вскрытия газового горизонта должны поднимать только тогда, когда свойства бурового раствора одинаковы по всему циркулирующему объему и соответствуют заданным в ГТН.

При подъеме бурильной колонны скважину следует постоянно заполнять раствором, который использовали при бурении, не допуская снижения уровня.

Если в процессе подъема бурильной колонны уровень в скважине не снижается, то подъем следует прекратить, восстановить циркуляцию бурового раствора и проверить наличие в нем газа или другого флюида. Если при подъеме бурильной колонны возникает предположение о наличии "сальника", то необходимо принять меры к его разрушению (промывка с вращением и расхождением, обработка раствора).

При поглощении бурового раствора в процессе бурения с вскрытыми продуктивными горизонтами и отсутствии проявлений бурильные трубы следует поднять в башмак колонны, загерметизировать устье, приступить к заполнению скважины, дообработке раствора и ликвидации поглощения по специальному плану.

Проведение учебно-тренировочных занятий по сигналу «Выброс» является основной формой практического обучения рабочих бригад бурения скважин первоочередным действиям при газонефтеводопроявлении. Периодичность проведения учебных тревог - не реже одного раза в месяц с каждой вахтой. Ответственным за их проведение является буровой мастер.

Подготовка персонала непосредственно на производственных объектах при помощи тренировок (учебных тревог) имеет весьма важное значение для ликвидации аварии в ее начальной стадии. Известны случаи, когда в момент угрозы открытого фонтанирования даже опытные буровые бригады совершали беспорядочные действия. Поэтому практика в ликвидации имитируемых проявлений и навыки по герметизации устья способствуют выработке уверенности в действиях при аварийной ситуации.

Регулярно с персоналом буровых бригад должен быть проведен инструктаж по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов согласно программе периодического инструктажа, утвержденной техническим руководителем предприятия.

Прочность обсадных колонн, колонны насосно-компрессорных труб (далее - НКТ) обеспечивающая возможность закрытия (герметизации) устья при открытом фонтане (далее - ОФ);

Для обеспечения возможности безопасного закрытия устья скважины при фонтанировании, прочность обсадных колонн и колонны НКТ должна соответствовать следующим требованиям:

1. Обсадная колонна:

- Внутреннее давление: должна выдерживать максимальное давление, возникающее при закрытии устья.
- Наружное давление: должна выдерживать возможное противодавление (например, при цементировании).
- Разрывная прочность: давление при фонтанировании не должно превышать предел прочности трубы.

- Сопротивление смятию: важно при закрытии устья и увеличении давления внутри.

2. Колонна НКТ:

- При закрытом устье фонтанное давление будет воздействовать на НКТ, особенно если внутренняя колонна заполнена флюидом.
- НКТ должна выдерживать внутреннее давление, чтобы не разрушиться при противодавлении.
- При аварийном фонтанировании возможно воздействие давления как снаружи, так и изнутри.

3. Обязательные расчёты:

- Гидростатическое давление столба жидкости
- Фонтанное давление на устье
- Максимальное давление в колонне при закрытии превентора

4. Требования регламентов:

- ГОСТ 632-80 — Обсадные трубы
- ГОСТ 633-80 — НКТ
- Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (от 30 декабря 2014 года №355 с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.11.2019г № 872)
- Нормы API (например, API 5CT — стандарт по трубам)

Вывод:

Прочность обсадных колонн и НКТ должна быть рассчитана с учётом максимального возможного давления при закрытии устья в условиях фонтанирования. Это критически важно для предотвращения разрушения колонн, аварий, и обеспечения герметичности скважины.

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

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

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

2. Аварии с обсадными трубами - прихват, полет.

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

4. Падение посторонних предметов в скважину.

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

Таблица 4.4.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций мероприятия по их предотвращению и ликвидации. инструкция по действию персонала

Действия 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 спускоподъемных 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 прихватопасные 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		2.5. 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.	2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	
3	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.	3.1. Определить место заклинки.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
		3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.	3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом.	3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.
		3.3. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны	3.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	3.3. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.

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 металошламоуловителем.	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 спускоподъемных 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 металошламоуловителем.	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	Нефтегазоводопрооявления	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 раз газированного 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 расписанию 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 прихват безопасный 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 гидромеханического пакера или установить цементный мост.	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.
		9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязкоупругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д.		
		9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса.		
		9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.		
		9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.		

4.5 Оценка степени риска при строительстве скважины

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

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

4.5.1 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины

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

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

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

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

При строительстве скважин основные причины риска следующие:

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

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

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

4.5.2 Анализ видов и последствий отказов

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

Критерии отказов по тяжести последствий:

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

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

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

Категории отказов (степень риска отказов):

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

В - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

С - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

Д - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Таблица 4.5.1 - Матрица “вероятность – тяжесть последствий”

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

На основе анализа, в таблице 4.5.2 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;
- проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами ФА ВПФО "Ак Берен", инспекторами территориальных подразделений уполномоченного органа в области промышленной безопасности, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, производство ИПТ, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока и др.)

К техническим мероприятиям относятся:

- проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- опрессовка бурильных и обсадных колонн;
- испытание вышки;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
- применение высококачественных материалов и химреагентов;
- применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превенторов, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ
- вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением времени между вскрытием объекта и его испытанием.

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказаниями, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

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

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

На этапе освоения.

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

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:

некачественное крепление скважины 244,5 мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;

некачественное крепление скважины 244,5 мм обсадной колонной вследствие плохого цементирования;

не герметичность межтрубного пространства между колоннами 244,5мм и 168,3/177,8мм;

просадка колонны 339,7мм при ее нагруженные собственным весом, колоннами 244,5мм, 168,3/177,8мм, 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 244,5 мм, 168,3/177,8 мм после истечения ОЗЦ с целью определения её герметичности

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

Контроль за износом обсадных колонн 244,5 мм в процессе бурения из-под башмака указанных колонн.

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

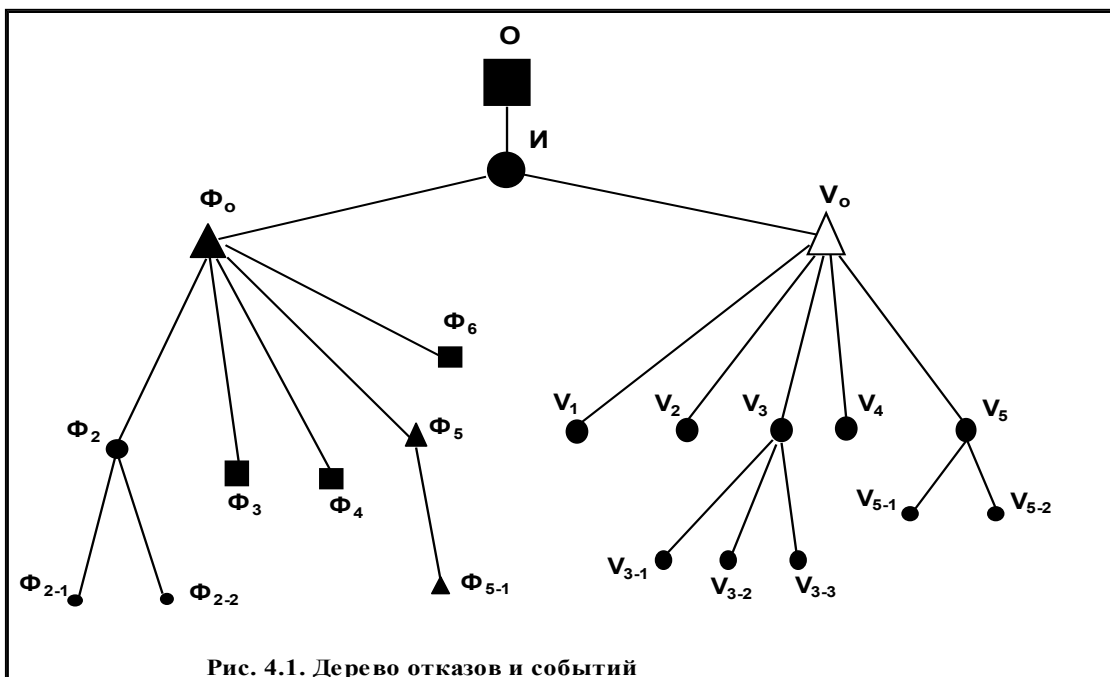


Рис. 4.1. Дерево отказов и событий

	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0.002670
И	Логическое событие	●	0.002670
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)	▲	0.005590
	Газонефтепроявления	△	0.477820
Φ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0.000000
Φ₁-1	Не предусмотрено проектом	▲	0.000000
Φ₁-2	Не установлено перед началом бурения	▲	0.000000
Φ₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0.001600
Φ₂-1	Негерметичность плашек превентора	●	0.001500
Φ₂-2	Неисправность системы управления ПВО	●	0.000100
Φ₃	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0.001600
Φ₄	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0.001200
Φ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0.000800
Φ₅-1	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0.000800
Φ₅-2	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0.000000
Φ₆	Неправильные действия буровой бригады	■	0.000400
V₁	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0.120000
V₂	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0.100000
V₃	Поглощение бурового раствора	●	0.130000
V₃-1	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0.030000
V₃-2	Завышение плотности бурового раствора	●	0.070000
V₃-3	Несоответствие других параметров раствора	●	0.030000
V₄	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0.090000
V₅	Недолив скважины	●	0.180000
V₅-1	При подъеме инструмента	●	0.080000
V₅-2	При спуске обсадной колонны	●	0.100000

4.6 Охрана недр

4.6.1 Общая задача охраны недр в период поисковых работ на площади

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законами Республики Казахстан «О недрах и недропользовании». В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия. Учитывая это, требование к технологии бурения скважины на месторождение «Кожасай» и задачи по обеспечению промышленной и экологической безопасности станут приоритетными.

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

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

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

- Мероприятия по охране недр в процессе разведки участка предусматривают:
- Обеспечение полноты геологического изучения и получения необходимых параметров для достоверной оценки запасов участка, предоставленного в недропользование;
- Предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- Соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- Предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- Надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- Надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- Предотвращение ухудшения 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 - $\rho = 1,14 \div 1,18 \text{ г/см}^3$, 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 $1,18 \text{ г/см}^3$

Условная вязкость 50-60 сек

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

Корка 0,5 мм

рН 9,5

Песок $\leq 0,5\%$

Содержание кислота растворимой твердой фазы $< 3\%$

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Превенторная установка представляет собой сборку плашечного, а также универсального превентора. Конструкция плашечного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 700 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 К-55 с толщиной стенки 10,92 мм;

Управление превентивной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 700 кгс/см^2 позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным

фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный метод».

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры емкостью по 3-4 м³, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, твердым покрытием, ограждением, контейнерами с крышками и вывоз на участок захоронения токсичных отходов для размещения специально оборудованных карт (котлованов), является природоохранным сооружением и предназначен для сбора и обеззараживания и захоронения отходов. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины. Система обработки и хранения бурового раствора, включает в себя активную емкость, общим объемом 300м³.

По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся на участок захоронения токсичных отходов представляет собой территорию, предназначенную для размещения специально оборудованных карт (котлованов).

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

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

Перечень других отходов, процедуры их обработки и утилизации приведены в таблице 4.6.1.

Таблица 4.6.1 - Охрана недр в процессе разбуривания площади

Наименование отходов	Способы обращения	Методы утилизации
1	2	3
1. Промышленные отходы: а) использованное моторное масло, жидкости гидравлических и тормозных систем, фильтры и другие отходы, содержащие нефтепродукты. Эта категория отходов может включать абсорбирующие материалы, используемые для сбора разливов нефти.	Собирать в бочки, запечатывать, маркировать соответствующим ярлыком	Утилизировать в специализированных предприятиях
б) металлолом и списанное оборудование, использованные материалы;	Упаковывать в зависимости от размера и веса	Утилизировать на полигоне отходов
в) аккумуляторы и батареи: кислотные/щелочные; никель-кадмиевые сухие батареи;	Слить жидкость, нейтрализовать кислоту, поместить в запечатанные бочки, пометить ярлыком	Утилизировать в специализированных предприятиях. Аккумуляторы регенерировать, если возможно.
г) жидкие химикаты, включая использованные лабораторные и остатки неиспользованных химикатов;	Поместить в бочки, запечатать, пометить ярлыком	Утилизировать на полигоне отходов
д) сухие сыпучие неиспользованные химические реагенты, цемент;	Поместить в контейнеры, запечатать, пометить ярлыком.	Утилизировать на полигоне отходов
е) краски, растворители, разбавители;	Поместить в бочки, запечатать, пометить ярлыком	Утилизировать в специализированных предприятиях
ж) металлические бочки;	Очистить бочки, поместить смывную воду в бочки, запечатать, пометить ярлыком. Бочки смять для уменьшения объема и предотвращения повторного использования.	Утилизировать на полигоне отходов
з) пластиковые бочки;	Очистить бочки, поместить смывную воду в бочки, запечатать, пометить ярлыком. Бочки смять для уменьшения объема и предотвращения использования не по назначению.	Утилизировать на полигоне отходов
и) деревянные поддоны, ящики;	Разрушить для уменьшения объема	Утилизировать на полигоне отходов
к) использованные люминесцентные лампы;	Поместить в коробки, запечатать, пометить ярлыком	Передача специализированным предприятиям

Продолжение таблицы 4.6.1

1	2	3
2. Сточная вода из установки обработки санитарных стоков.	Анализировать на содержание хлора.	Утилизировать на полигоне отходов
3. Конторские отходы: а) картриджи принтеров, факсов, копировальных машин; б) использованная бумага.	Поместить в упаковку производителя, вернуть производителю для восстановления	Если экономически невыгодно, утилизировать на полигоне отходов
2. Пищевые отходы блока	Измельчить	Сдавать в смеси с фекальными водами
3. Бытовые отходы/мусор: упаковки, банки, бутылки, стекло, смет с жилых помещений, другой мусор.	Отделить металл, пластик, стекло. Поместить в отдельные пластиковые мешки.	Утилизировать на полигоне отходов

При освоении скважины пластовые флюиды подаются через отводы выкидной линии в металлические емкости накопления объемом 100 м³ для последующего вывоза и утилизации, газ сжигается на факеле.

Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-70. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 3 августа 2022 года № 29011.

Для проведения буровых работ скважин на месторождение «Кожасай» земельный отвод на одну скважину составит 2,7 га. При монтаже и обустройстве буровой установки для освоения скважины, производственные оборудования и элементы обустройства жилья будут размещены относительно друг друга с учетом "розы ветров" согласно схеме размещения оборудования, на территории строительства скважины.

Электросиловые установки (дизели) будут оборудованы местными укрытиями с окнами, с выводом выхлопных труб с учетом направлений ветра.

Склады для хранения кислот и щелочей не предусматриваются, так как они будут завозиться со складов подрядчиков.

На рабочей площадке при монтаже буровой установки будет предусмотрена шумо-вибрационная изоляция от редукторного помещения, силового и насосного блоков и наличие ее будет отражено в акте приемки от подрядчиков.

На сооружениях, не имеющих укрытий от метеорологических воздействий предусматривается присыпка инертным материалом (песок) поверхности пола от наледей и свое временное удаление грязи, смазочных масел, химреагентов, устройство стока.

Опрессовка труб обсадной колонны будет производиться централизованно на базе подрядчика.

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

Расчет

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

Данные для расчета объема образования отходов бурения проведено в таблице 4.6.2.

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважины.

Таблица 4.6.2 – Объем выбуренной породы при строительстве скважины

Интервал, м	k	π	R _д ,м	R ² _д	V, м ³
1	2	3	4	5	6
0-40	1,20	3,14	0,3300	0,1089	16,43
40-700	1,15	3,14	0,2223	0,0494	117,72
700-3300	1,10	3,14	0,1556	0,0242	217,28
3300-3800	1,10	3,14	0,1064	0,0113	19,53
Итого объем по скважине м ³					371,05

2. Объем отходов бурения на одну скважину

2.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_{п} \times K_1 = 371,05 \times 1,2 = 445,25 \text{ м}^3 \text{ или } 779,195 \text{ тн.}$$

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

Объем отработанного бурового раствора

Класс опасности отработанного бурового раствора – IV.

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:

$$V_{обр} = 1,2 \times V_{п} \times K_1 + 0,5 \times V_{ц}$$

где:

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

$V_{ц}$ - 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.

$\rho_{обр}$ - удельный вес отработанного бурового раствора, 1,26 т/м³.

$$V_{обр.п} = 0,25 \times 1,052 \times 370,96 + 0,5 \times 90 = 142,58 \text{ м}^3 \text{ или } 179,657 \text{ тн.}$$

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ.

Примечание: Полезный объем циркуляционной системы на основании Таблица 12.6 «Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования «ZJ-50 и ZJ-70» п.28 и 28.1. (паспорт БУ).

2.3 Объем буровых сточных вод (БСВ)

$$V_{бсв} = 2 \times V_{обр.п}$$

$$V_{бсв} = 2 \times 142,58 = 285,2 \text{ м}^3$$

2.4 Суммарный объем отходов бурения

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

$$V_{сум} = 285,2 + 142,58 + 445,25 = 873,03 \text{ м}^3$$

4.6.3 Контроль окружающей среды

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

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан»;
- Законом «О гражданской защите»
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан;
- Стратегией развития Республики Казахстан до 2030 года, где большое значение придается охране окружающей среды;

Сбор хозяйственно-бытовых отходов будет проводиться в водонепроницаемые контейнеры. Техническое водоснабжение будет осуществляться путем забора воды из водозаборной скважины. Расход технической воды на одну скважину составляет около 8,36 м³/сут или более точно объем определяют из конкретных условий. Шламы от бурового раствора будут собираться в специальные емкости, поэтому фильтрация раствора и воды практически исключена. В такие же емкости будет сбрасываться выбуренная порода после отделения. Приготовление бурового раствора будет осуществляться в глиномешалке, хранение в металлических емкостях.

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

При этом:

- все буровые работы должны производиться строго в пределах отведенного участка;
- циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключаящий его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;
- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;
- использовать металлические емкости с общим объемом 100 м³ для сбора нефти в случаях выброса и при испытании.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

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

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

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

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

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

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

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

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

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

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

4.6.4 Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела является Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года №219-1 «О радиационной безопасности населения».

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

Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

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

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

3.8.3. В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных нормами радиационной безопасности работы с радиоактивными веществами «НРБ-99» СП 2.6.1.758-99, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

3.8.4. При проведении товарных анализов нефти и конденсата, которые выполняются подрядными организациями, должны выдаваться сведения о концентрации

радионуклидов, эти данные в дальнейшем используются для организации радиационной безопасности рабочих мест при транспортировке и переработке.

3.8.5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 м бер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями «НРБ-99» с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14мкр/час. Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при испытании и опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидем станцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании должны соответствовать НРБ-76/78 и ОСП-72/87.

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

4.6.5 Рекультивация земель

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

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

Таблица 4.6.3 – Виды рекультивационных работ

№№ п/п	№ расценок	Наименование работ или затрат	Коэффициент расценкам	Ед. изм.
1	2	3	4	5
		Техническая рекультивация		
1	403	Подкладка из досок под емкость объемом 25 м ³ для тех. воды	1	куб. м
2	403	Подкладка из досок под емкость объемом 25 м ³ для нефти и запасного бурового раствора	1	куб. м
3	403	Подкладка из досок под емкость объемом 10 м ³ - доливная	1	куб. м
4	403	Подкладка из досок под емкость объемом до 5 м ³ для дизельного и инструментального масел	1	куб. м
5	403	Подкладка из досок под емкость объемом до 2 м ³ для отработанного масла	1	куб. м
6	403	Подкладка из досок под глиномешалку	1	куб. м
7	405	Бутобетонный фундамент под хоз. насосы, стойки нагнетательной линии	1	куб. м
8	4	Демонтаж лотков, гидроизоляция буровой площадки	1	куб. м
9	405	Разбивка монолитных фундаментов	1	куб. м
10	15	Снятие грунта, загрязненного нефтепродуктами, грунт II перемещение на 30 см	1	куб. м
11	11	Засыпка амбаров, канав грунтом из обваловки или привозным грунтом	1	куб. м
12	1	Планировка площадки	1	1000м ²
13	4347	Транспортировка машин и механизмов	1	куб. м
14	4350	Транспортировка питьевой воды на 65 км	1	куб. м
15	4350	Транспортировка емкостей для питьевой воды, ГСМ в оба конца	1	куб. м
16	4347	Транспортировка вагончиков	1	куб. м
17	2750	Порожний пробег: а/шасси - 2 шт. трактора	1	куб. м
		Объемы и виды работ по охране атмосферного воздуха от загрязнения		
18	828	Установка емкостей объемом 3-5 м ³ 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	3800		
2.	Стоимость строительства скважины- всего	Кожасай	договорная		
	в том числе по этапам: - подготовительные работы к бурению	-« -	-« -		
	- бурение, крепление и прочие работы	- «-	-«-		
3.	Стоимость 1 м бурения	Кожасай	—«—		
4.	Продолжительность строительства скважины - всего: - подготовительные работы к бурению - строительные и монтажные работы - бурение и крепление - испытание объектов, в том числе: в открытом стволе в эксплуатационной колонне	сутки сутки сутки сутки	200 5 15 90 - 90		
5.	Глубина спуска обсадных колонн: - направление - кондуктор - тех. колонна - эксплуатационная колонна 1 - d=Ø168,3мм 2 - d=Ø177,8мм	м м м м	40 700 3300 3800		
6.	Затраты времени на работы по проходке	сутки	79		
7.	Затраты времени на крепление	-«-	11		
8.	Расход долот по всем типоразмерам	шт.	13		

ГЛАВА 5. РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Я. 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

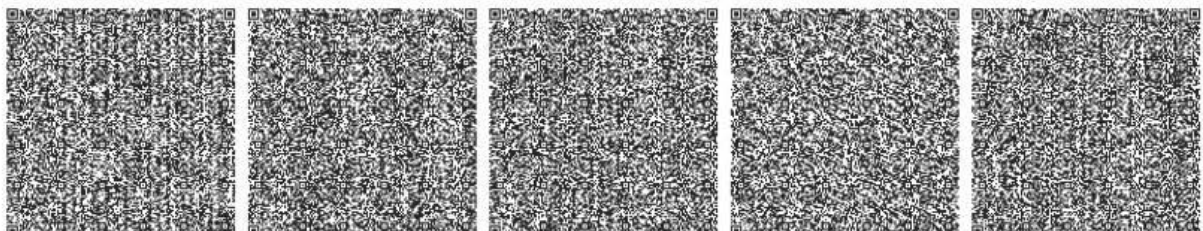
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

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

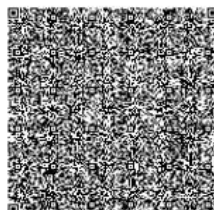
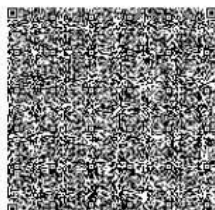
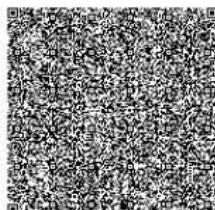
Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Арымбек Құдайберген Берікұлы

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



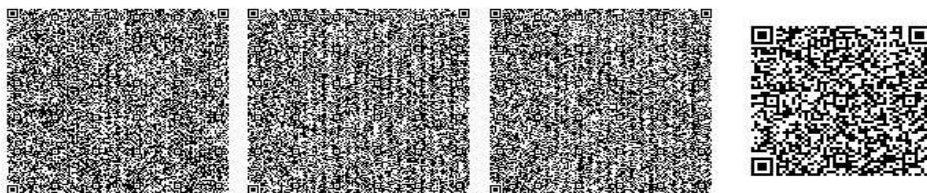
Номер приложения 001

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»)





Қазақстан Республикасының Ұлттық Ақпараттық Порталының құрылғысы
Докладтар, ақпараттық ресурстар, ақпараттық құрылғылар, ақпараттық құрылғылар



5516324648

Приложение №2

к Договору №1195519/2026/1 от 04.05.2026 г.

ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

по закупке 1195519
способом Открытый тендер

Лот № 1 (110 Р, 4318474)

Заказчик: Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахойл Актөбе"

Подрядчик: Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

1. Краткое описание ТРУ

Наименование	Значение
Номер строки	110 Р
Наименование и краткая характеристика	Работы по технологическому проектированию
Дополнительная характеристика	Работы по разработке индивидуальных технических проектов на бурение оценочных и эксплуатационных скважин ТОО "Казахойл Актөбе"
Количество	1 000
Единица измерения	-
Место поставки	КАЗАХСТАН, Актюбинская область, КАЗАХСТАН, Актюбинская область, месторождение Алибекмола, Кожасай
Условия поставки	-
Срок поставки	С даты подписания договора по (включительно) 31.12.2026
Условия оплаты	Предоплата - 0%, Промежуточный платеж - 100%, Окончательный платеж - 0%

2. Описание и требуемые функциональные, технические, качественные и эксплуатационные характеристики

1. Место выполнения работ.

1.1. Объекты ТОО «Казахойл Актөбе» находятся в Актюбинской области Республики Казахстан. От областного центра, города Актөбе, месторождения Алибекмола и Кожасай находятся на расстоянии 300 км.

1.2. Месторождение Кожасай и Алибекмола находятся в Мугалжарском и Байганинском районах Актюбинской области Республики Казахстан. Эти районы являются отдаленными, с развитой инфраструктурой транспорта и коммуникаций. Среднегодовые температуры разнятся между – 40 °С и + 40 °С. Характерной особенностью климата района являются сильные ветры, преимущественно восточного направления, вызывающие в зимний период снежные бураны, а летом - песок и пыль, образующие песчаные бури. Источники питьевой и технической воды находятся непосредственно на самих месторождениях Кожасай и Алибекмола.

2. Описание и требуемые функциональные, технические, качественные и эксплуатационные характеристики.

2.1. Объем работ:

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-ІІ Заңы 17 бабының 1 тармағына сәйкес қазғас тасығыштағы құжатпен бірдей.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N 370-ІІ «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе



Қазақстан Республикасының Ұлттық Ақпараттық Порталы
Документация электрондық жүйесіне енгізілген. Ақпараттық Порталы

- сбор материалов;



5516324648

-разработка 2-х индивидуальных технических проектов на строительства скважин:

- геологическая часть;
- технико-технологическая часть;
- охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды (проект оценки воздействия на окружающую среду, в том числе включая раздел по консервации и ликвидации скважины);
- согласование с контролирующими органами, согласно законодательству Республики Казахстан.
- согласование проекта оценки воздействия на окружающую среду (далее по тексту ОВОС) с государственными контролирующими органами, согласно законодательству Республики Казахстан.

2.2. Основные проектные данные:

2.2.1. Государство, область, район строительства скважин: Республика Казахстан, Актобинская область, Мугалжарский район и Байганинский район.

2.2.2. Месторождения: Кожасай, Алибекмола.

2.2.3. Год ввода месторождения в эксплуатацию: 2003 год.

начало бурения: разведочных скважин – 1983 год, оценочных скважин – 2003 год.

2.2.4. Назначение скважины: уточнение геологического строения залежи.

2.2.5. Вид скважин: вертикальные.

2.2.6. Проектная глубина скважин:

- Вертикальные скважины: 3800 м.

2.2.7. Категория скважин: вторая. Средний начальный дебит скважин 78 тонн в сутки.

2.2.8. Вид привода: ДВС, дизельный генератор.

2.2.9. Тип буровой установки: ZJ 50 или ZJ 70.

2.2.10. Установка для испытания/освоения последующих объектов: минимальная грузоподъемность 130 тонн.

2.2.11. Вид монтажа – повторный.

2.2.12. Подготовка трассы к транспортировке оборудования: готова.

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-II Заңы 17 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен бірдей.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N 370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.



Қазақстан Республикасының Ұлттық Ақпараттық Порталының құрамына
 Документ электрондық форматта электрондық жолмен АҚПАРАТТЫҚ Қазақстан Республикасының



Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан за №355 от 30.12.2014г.
 (вскрытие продуктивного пласта безглинистым биополимерным буровым раствором).

Объем бурового раствора для забуривания (м3): 100.

Способ приготовления: индивидуальный.

Глубина начала утяжеления: 1500 метра.

2.2.20. Продолжительность строительства скважин: 150 суток.

2.2.21. Строительство и монтаж буровой установки: 15 суток.

2.2.22. Подготовительные работы к бурению: 5 суток.

2.2.23. Испытание/освоение объектов: сутки по расчету.

2.2.24. Сведения о районе буровых работ:

- Среднегодовая температура воздуха С°: 5.5
- Максимальная летом: +35 - 40 С°.
- Минимальная зимой: - 33 - 45 С°.
- Продолжительность зимнего периода, сутки: 151.
- Продолжительность отопительного периода, сутки: 189.
- Среднегодовое количество осадков, мм: 237.
- Азимут преобладающего направления ветра: Солтүстік Шығыс/Солтүстік Батыс.
- Наибольшая скорость ветра: 20 метр в секунду.
- Толщина снежного покрова: 25-50 сантиметра.

2.2.25. Сведения о площадке для буровой установки:

- Рельеф местности: равнина, слегка холмистая.
- Состояние местности: суша, сельскохозяйственные угодья.
- Плодородный слой (гумус): 15 сантиметров.
- Категория грунта: вторая.
- Глубина промерзания грунта: 2 метра.
- Размер земельного участка под буровую установку: 2.7 га.

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-II Заңы 17 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен бірдей.
 Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N 370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.



Қазақстан Республикасының Ұлттық Ақпараттық Агенттігі
Докладтың электрондық нұсқасын қабылдау АҚ «Ақпараттық Қазақстан»

2.2.26. Вид объем подготовительных работ:



5516324648

· Необходимость проведения проектно-изыскательских работ на площадке строительства буровой: нет.

· Сооружение дороги к буровой: нет.

· Сооружение переездов и мостов: нет.

2.2.27. Энергоснабжение, связь и местные стройматериалы:

Наименование	Вид источника	Расстояние от источника до буровой, километр.	Характеристика
Энергоснабжение	дизельный генератор буровой установки	буровая	низковольтная ЛЭП-200 металлических или ж/б опорах
Связь	радиотелефон радиостанция электронная почта		связь с офисом
Местные стройматериалы	местный карьер	до 30 км	автосамосвал

2.2.28. Рекультивация буровой площади:

· до начала строительства скважины: снятие плодородного слоя 15+5 сантиметра и укладка в валы;

· после окончания строительства скважины: техническая рекультивация (снятие загрязненного грунта с вывозом его на полигон для захоронения, планировка площади с утрамбовкой, доставка и укладка плодородного слоя).

· Биологическая рекультивация будет произведена после окончания строительства скважины.

2.2.29. Необходимость рекультивации трасс транспортировки оборудования после завершения строительства скважин: техническая, биологическая.

2.2.30. Земляные отстойники с защитой от воды – нет.

2.2.31. Устройство дренажа под буровым оборудованием: устройство стоков в шахту с последующей откачкой жидкости

2.2.32. Система сбора пластового флюида (нефть, газоконденсат): в металлические емкости с последующим вывозом или в нефтесборный трубопровод.

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-II Заңы 17-бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен бірдей.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N 370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе



Қазақстан Республикасының Ұлттық Ақпараттық Порталының құрамына
Дәулеттің сәйкестігіне сәйкес электрондық құжаттарды қабылдау және беру



5516324648

Вывоз и захоронение отходов бурения: твердые (если их нельзя будет использовать при строительстве дорог, площадок, из-за высокой токсичности) и жидкие отходы (если их не используют на других скважинах) вывозятся на специальные полигоны для захоронения.

2.2.33. Сведения о транспортировке вахт:

Пункты		Расстояние, км	Вид транспорта	Периодичность смены вахт
отправления	назначения			
Актобе	Жем	200	поезд, автобус	1 раз в 15 дней
Жем	Буровая	120	автобус	

2.2.34. Составление раздела ОВОС (статья 65,66,67 (Экологического кодекса Республики Казахстан) виды и объекты воздействия, подлежащих учету при оценке воздействия на окружающую среду, в том числе включая раздел по консервации и ликвидации скважины).

2.2.35. Согласно требованиям экологического законодательства Республики Казахстан, разработать раздел охраны окружающей среды с включением нижеуказанных подпунктов:

- проводить оценку воздействия на атмосферный воздух.
- определить характеристику источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с обоснованием объемов выбросов загрязняющих веществ.
- Водные ресурсы (водопотребление, водоотведение, оценка воздействия на водные ресурсы)
- Отходы производства и потребления (расчеты и обоснование объемов образования отходов производства и потребления)
- Расчет платежей за загрязнение окружающей среды.
- Оценка экологического риска
- Мероприятия по снижению воздействия проектируемых работ на окружающую среду.

2.3.36. Комплекс геофизических исследований

№ п/п	Виды исследований	Интервал исследований (метр)
Промежуточный каротаж под кондуктор		
1	ПС (каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации)	
2	КВ (кавернометрия), профилометрия	

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-ІІ Заңы 17 бабының 1 тармағына сәйкес қазіргі таңдағы құжатпен бірдей.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N 370-ІІ «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе



Қазақстан Республикасының Ғылым және Ғылымның Өніршілігі
Департаментінің Ғылым және Ғылымның Өніршілігі



5516324648

8	Термометрия	
9	Инклинометрия	
10	Резистивиметрия	
Детальный комплекс ГИС под эксплуатационную колонну		
1.	ПС (каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации)	
2.	КВ (каверно-профилеметрия)	
3.	ГК-С (гамма-каротаж спектральный)	
4.	НГК/2ННК (нейтронный гамма каротаж или нейтрон нейтронный каротаж) (в единицах пористости/водородосодержания/на матрицу известняка)	
5.	ГТК-ЛП (гамма-гамма каротаж литоплотностной с кривой фотоэффекта)	3300-3800м
6.	Многозондовый БК (многозондовый боковой каротаж)	
7.	МБК (микробоковой каротаж)	
8.	Акустический широкополосный каротаж	
9.	Электрический микроимиджер	
10.	Термометрия	
11.	Инклинометрия	
12.	Резистивиметрия	
13.	Ядерно-магнитный каротаж	

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-ІІ Заңы 17-бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен бірдей.

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N 370-ІІ «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.



Қазақстан Республикасының Ақпарат және коммуникациялар жүйесі
Дәулеттік электрондық құжаттар мен мәліметтерді қамтамасыз ету агенттігі



медицинским обслуживанием, а также электроэнергией, водой и связью, самостоятельной доставкой персонала к месту работ и обратно;

3.2. Для выполнения работ данные по скважинам будут предоставлены Подрядчику Заказчиком после подписания договора;

3.3. Любые изменения, которые могут возникнуть во время выполнения Работ, должны быть согласованы письменно с Заказчиком до начала их составления;

3.4. Все необходимые инженерные расчеты для разработки технических проектов на строительства скважин и проектов ОВОС проводят обученные специалисты Подрядчика на лицензированном программном обеспечении (по геологическому и гидродинамическому моделированию месторождения для подсчета запасов УВС: программы по графическому редактированию, программные продукты по расчету буровых и обсадных колонн на прочность и растяжение по гидродинамическому расчету цементирования и гидравлической программы бурения, по расчету профиля ствола скважин, крепления обсадных колонн, расчет приготовления бурового раствора и так далее);

3.5. Обязательное согласование технических проектов, а также проекты ОВОС с Заказчиком до согласования с государственными организациями Республики Казахстан.

4. Условия и требования по безопасности, охране здоровья и окружающей среды.

4.1. Персоналу Исполнителя перед началом выполнения работ, работающему на месторождении, необходимо пройти вводный инструктаж по безопасности и охране труда у ответственного специалиста по безопасности и охране труда (БиОТ) Заказчика на месторождении и получить Акт-допуск на производство работ (Пункт 37, 38 Правил и сроков проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников, руководителей и лиц, ответственных за обеспечение безопасности и охраны труда № 1019 от 25 декабря 2015 года);

4.2. Персоналу Исполнителя перед началом выполнения работ, работающему на месторождении, необходимо пройти вводный инструктаж по пожарной и газовой безопасности на месторождении (Пункт 10 Правил обучения работников организаций и населения мерам пожарной безопасности и требования к содержанию учебных программ по обучению мерам пожарной безопасности № 276 от 9 июня 2014 года);

4.3. Персоналу Исполнителя при выполнении работ необходимо иметь при себе оригинал удостоверения/сертификата о проверке знания по БиОТ, промышленной безопасности, пожарно-технический минимум (ПТМ) (Пункт 37, 38 Правил и сроков проведения обучения, инструктирования и проверок знаний по вопросам безопасности и охраны труда работников, руководителей и лиц, ответственных за обеспечение безопасности и охраны труда № 1019 от 25 декабря 2015 года. Пункт 10 Правил обучения работников организаций и населения мерам пожарной безопасности и требования к содержанию учебных программ по обучению мерам пожарной безопасности № 276 от 9 июня 2014 года Статья 79 Закона РК «О гражданской защите» № 188-V от 11 апреля 2014 года);

4.4. Персоналу Исполнителя необходимо при прохождении инструктажа по безопасности и охране труда (БиОТ) и при выполнении работ иметь при себе средства индивидуальной

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-II Заңы 17 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатпен бірдей.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N 370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе



Қазақстан Республикасының Ұлттық Ақпараттық Порталының құрамында
Документтердің электрондық және бумаждық нұсқаларының бірігіп сақталуы



защиты (СИЗ) (спецодежда, спец обувь, рукавицы, щитки защитные лицевые, каски, защитные, шлемы, очки защитные) и средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД), измерительные средства (газосигнализатор) (Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности № 355 от 30 декабря 2014 года).

5. Нормативно-технические документы.

5.1. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан за №239 от 15.06.2018 года №239 «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр».

5.2. Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014 года №355 «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов в нефтяной и газовой отраслях промышленности».

5.3. ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОДЕКС РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

5.4. Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 2023 года.

6. Приемка и требования к документации и отчетам, оформляемым по результатам выполненных работ.

6.1. Подрядчик после завершения разработки технических проектов направляет Заказчику проекты в 2 экземплярах на русском языке, на бумажном (в твердом переплете) и электронных носителях.

3. Технические стандарты

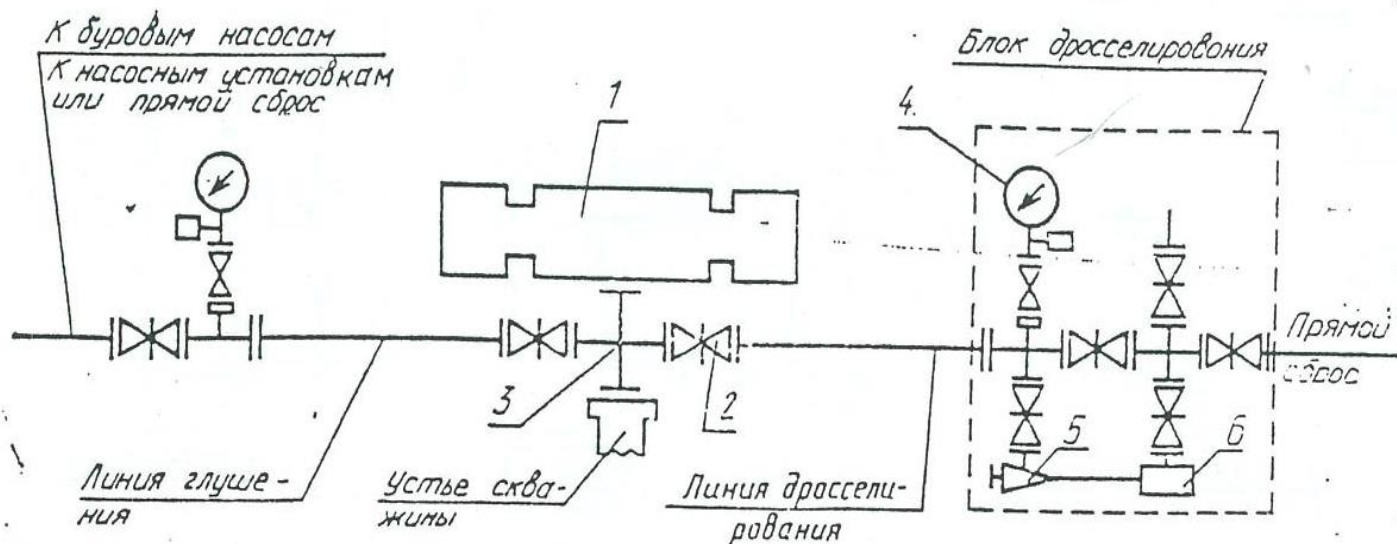
№ п/п	Зарегистрирован в РК	Обозначение	Номер документа	Категория	Наименование	Область применения	Разработчик	Страницы	МКС	Статус	Приказ	Дата введения
						Настоящий стандарт устанавливает требования к системе экологического менеджмента, которую организация может применять для улучшения экологических					Приказом Председателя Комитета технического регулирования	

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-II Заңы 17 бабының 1 тармағына сәйкес қазғас тасығыштағы құжатпен бірдей

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N 370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

ОБВЯЗКИ УСТЬЯ СКВАЖИН ПРОТИВО- ВЫБРОСОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ (ГОСТ 13862 - 90)

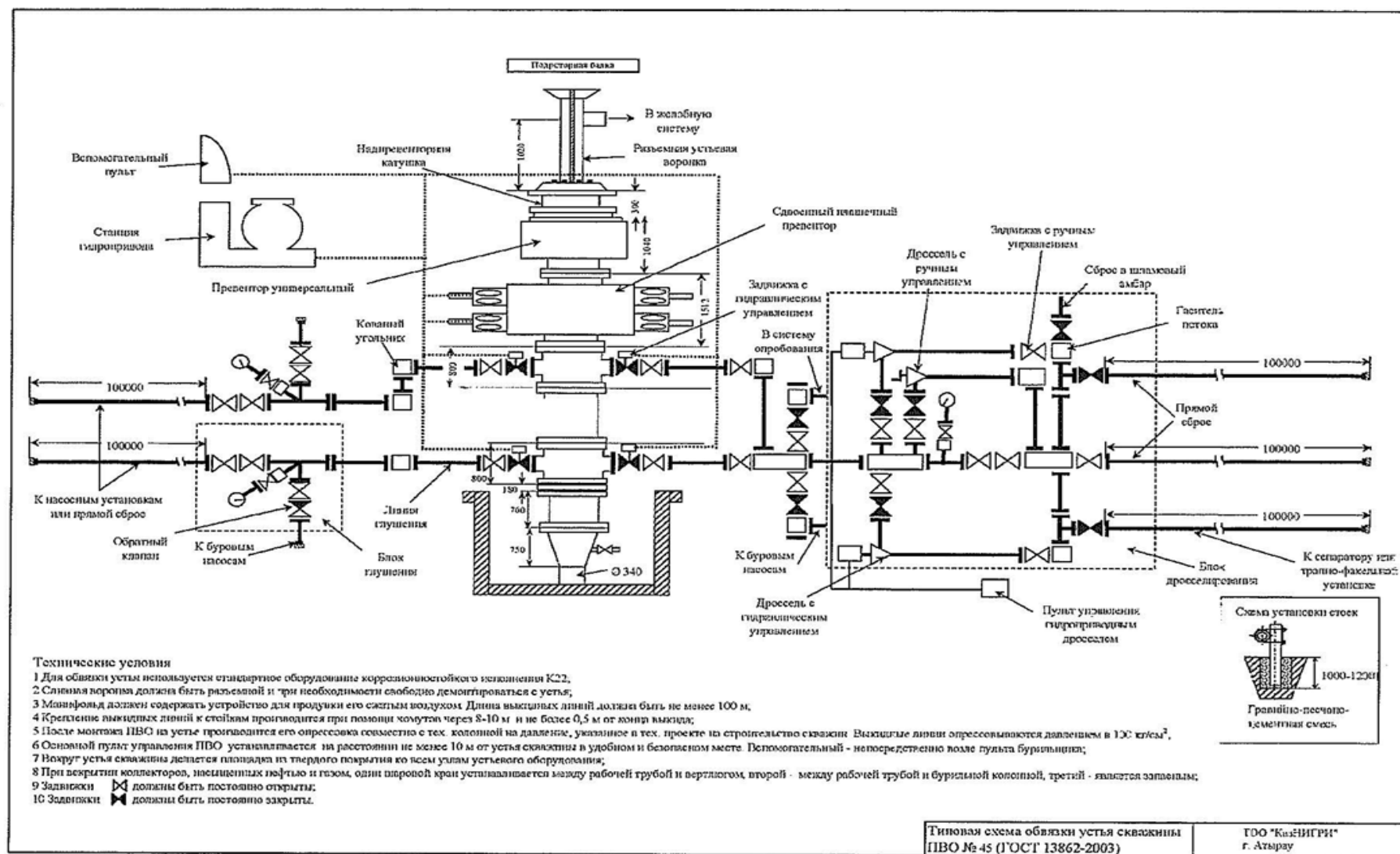
Схема 1

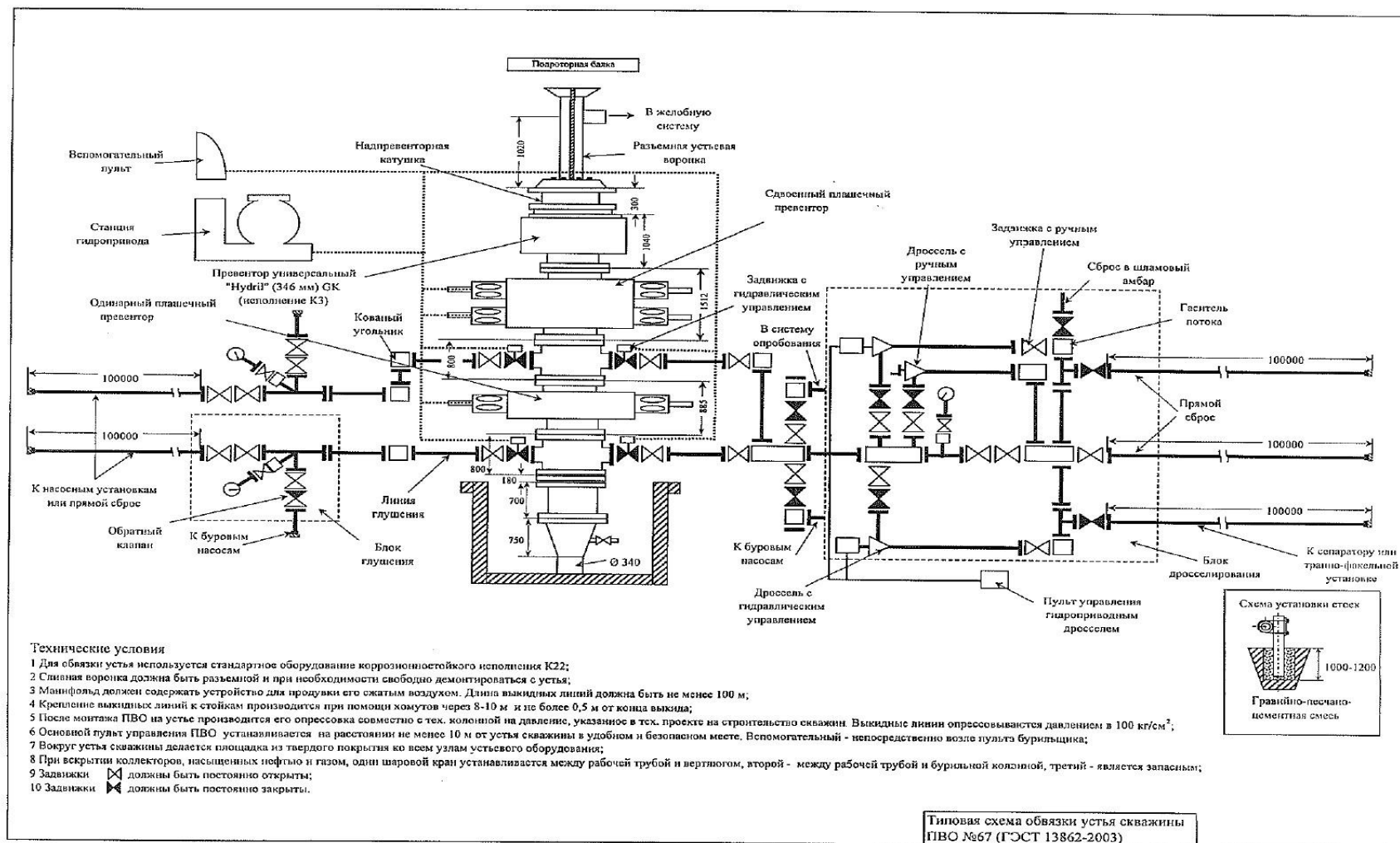


1 — плащечный превентор; 2 — задвижка с ручным управлением; 3 — устьевая крестовина; 4 — манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 — регулируемый дроссель с ручным управлением; 6 — гаситель потока

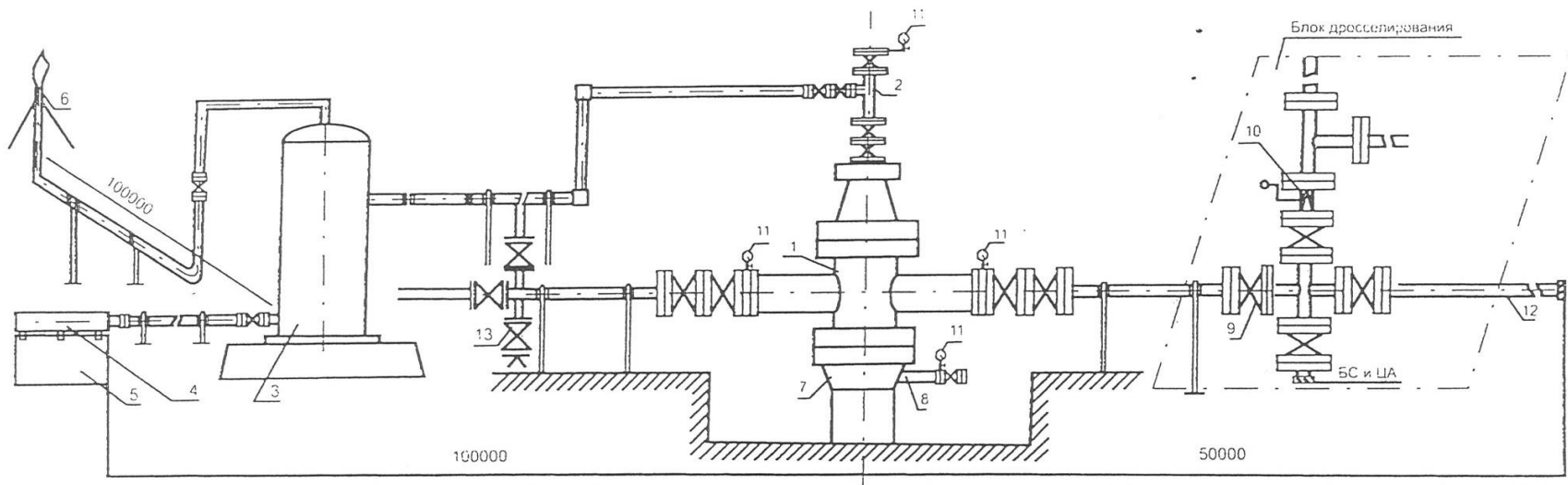
Черт. 1

Примечание. Типовые схемы 1—10 не определяют расположение блоков, их составных частей и магистральных линий в пространстве.





Типовая схема обвязки устья скважины при испытании



13	Блок глушения	3	4	Искрогаситель
12	Линия глушения		3	Сепаратор
11	Манометр высокого давления	4	2	Фонтанная арматура
10	Регулируемый дроссель (штуцер, колодка)	1	1	Крестовина
9	Механическая задвижка			Наименование
8	Отвод межколонный	1	Разраб.	Типовая схема №4
7	Колонная головка	1	Чертил	Обвязка устья скважины
6	Пожарная линия	1		

№ п/п	Наименование оборудования	10	11	12	13	14	15
1	Проекторный экран	10	Видеокамера	11	Пульт	23	Другие звуковые эффекты (шум)
2	Стереосистема	12	Видеокамера	20	Система видеонаблюдения	23	Другой шум
3	Компьютер	12	Видеокамера	21	Другие звуковые эффекты (шум)		
4	Система звуков	23	Видеокамера	22	Видеокамера		
5	Система видеонаблюдения	24	Видеокамера	23	Видеокамера		
6	ПДУ	25	Видеокамера	24	Видеокамера		
7	Акустическая система	26	Видеокамера	25	Видеокамера		
8	Система видеонаблюдения	27	Видеокамера	26	Видеокамера		
9	Видеокамера	28	Видеокамера	27	Видеокамера		

[illegible]

