ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

на строительство разведочно-эксплуатационной водозаборной вертикальной скважины №3В проектной глубиной 1250 метров на месторождении Северный Аккар

ТОМ 1. ТЕКСТ ОТЧЕТА

Дата № исх.	Основания для выпуска	Подготовил	Согласовали	Утвердил
		Ведущий инженер департамента проектирования бурения и ремонта скважин	**Заместитель директора филиала по производству**	**Заместителя генерального директора по производственным вопросам АО «Мангистаумунайгаз»**
			Директор департамента проектирования бурения и ремонта скважин	**Согласовал**
				Заместителя генерального директора по геологии и разработке АО «Мангистаумунайгаз»
	АО «ММГ» договор №1182850/2026/1 от 02.02.2026 г	Джуманов Е.Ш.	Сарбопеев О.К.	Елеусинов М.К.
			Өтебай Б.М.	Чжан Баожуй

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№	Должность	Ф.И.О.	Подпись	Раздел
1	Директор департамента проектирования бурения и ремонта скважин	Өтебай Б.М.		Общее руководство, Том I
2	Ведущий инженер департамента проектирования бурения и ремонта скважин	Джуманов Е.Ш.		Том I (раздел I п. 1-3, 5, 6, 8, 9, 11-16, 18, 19, раздел II, Паспорт рабочего проекта, ГТН)
3	Эксперт департамента проектирования бурения и ремонта скважин	Муфтахов Х.У.		Том I (раздел I п. 10, 17)
4	Эксперт департамента проектирования бурения и ремонта скважин	Булда Ю.А.		Том I (раздел I п. 7)
5	Ведущий инженер управления геологии и геологоразведки ММГ	Нұрғалиев А.С.		Том I (раздел I п. 4, табл. 4.1-4.15. табл. 4.17-4.26.)
6	Начальник управления экологии	Хаманова. Э.М.		Общее руководство, Том II
7	Инженер управления информационного обеспечения	Сарсенбаева М.		Оформление проекта

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ 3
СПИСОК ТАБЛИЦ 5
СПИСОК РИСУНКОВ 8
РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ 8
РЕФЕРАТ 9
РАЗДЕЛ I. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА 10
1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ 11
2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ 15
3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ 16
4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА 18
4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИН 57
4.2 НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ 60
4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ 62
4.4 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ 64
4.5 РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ 67
5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ 71
6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ 78
7 ВЫБОР ТИПА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ 79
7.1. Обоснование плотности бурового раствора 79
7.1.1. Общие методические указания 79
7.1.2. Обоснование плотности бурового раствора для бурения данной скважины 81
7.2. Выбор типа и компонентного состава бурового раствора 82
7.2.1. Основные ожидаемые проблемы и осложнения при бурении скважины 82
7.2.2. Проектные решения 83
7.3. Контроль качества бурового раствора и основные инженерные рекомендации 87
7.4. Перфорационная жидкость 89
8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ 98
9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ 107
9.1 Обсадные колонны 107
9.2 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН 116
9.3 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ 123
10 ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ 124
10.1 ОСВОЕНИЕ пластов в процессе бурения 124
10.2 ОСВОЕНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ 125
11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА 129
12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ 131
12.1 Подготовительные работы к строительству скважины 131
12.2 Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины 133
13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН 140
14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ 141
15 ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА, САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН 146
15.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА 151
15.2. ЗАЩИТА ОТ ШУМА И ВИБРАЦИИ 152
15.3. ОСВЕЩЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ РАБОЧИХ МЕСТ 167
15.4. Средства контроля воздушной среды 170

15.5. Мероприятяи по технике безопасности 170
15.6. Мероприятия по промышленной санитарии 172
15.7. Санитарно-бытовые помещения 173
15.8. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха 174
15.9. Противопожарное оборудование и мероприятия 176
15.10. Оценка вероятности чрезвычайных ситуаций 177
15.11. Планы действий при Чрезвычайных ситуациях 178
15.12. Оповещение населения 179
15.13. Мероприятия по предупреждению аварий 180
16. ПРОТИВОФОНТАННАЯ И ГАЗОВАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ 181
16.1. Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений 181
16.2. Признаки раннего обнаружения газонефтеводопроявлений (ГНВП) 182
17. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ. ИНСТРУКЦИИ ПО ДЕЙСТВИЮ ПЕРСОНАЛА 199
17.1 Ликвидация и консервация скважин 209
17.2 Надежность 211
17.2 Охрана недр 215
18. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ 222
19. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН 229
РАЗДЕЛ II. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА 231
1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ 232
2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ 234
3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ 236
4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ 237
ПАСПОРТ 239
ПРИЛОЖЕНИЯ 243

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 – Основные проектные данные 11
Таблица 1.2 – Общие сведения о конструкции скважин 12
Таблица 1.3 – Дополнительные сведения для составления сметы 12
Таблица 1.4 – Дополнительные сведения по утилизации отходов бурения 13
Таблица 1.5 – Сведения об условиях эксплуатации скважин 14
Таблица 1.6 – Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации 14
Таблица 2.1 – Список документов, которые являются основанием для проектирования 15
Таблица 3.1 – Сведения о районе буровых работ 16
Таблица 3.2 – Сведения о площадке строительства буровой 16
Таблица 3.3 – Размеры отводимых во временное пользование земельных участков 16
Таблица 3.4 – Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов 17
Таблица 3.5 – Сведения о подъездных путях 17
Таблица 3.6 – Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях 17
Таблица 4.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности пластов 57
Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважин 58
Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины 59
Таблица 4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины 60
Таблица 4.5 - Нефтеносность 60
Таблица 4.6 - Газоносность 60
Таблица 4.7– Водоносность 61
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, ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах) по ГРП (по данным проведенных ГРП). 62
Таблица 4.9– Поглощение бурового раствора 62
Таблица 4.10– Осыпи и обвалы стенок скважины 62
Таблица 4.11– Нефтегазоводопроявления 63
Таблица 4.12– Прихватоопасные зоны 64
Таблица 4.13– Текучие породы 64
Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения 64
Таблица 4.15– Отбор керна, шлама и грунтов 65
Таблица 4.16 – Геофизические исследования 65
Таблица 4.17 – Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения, - ИПТ 66
Таблица 4.18 – Прочие виды исследований 66
Таблица 4.19 - Освоение продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне 67
Таблица 4.20 – Работы по перфорации эксплуатационной колонны при освоении 67
Таблица 4.21 – Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в скважине 68
Таблица 4.22 – Дополнительные работы при испытании (освоении) 68
Таблица 4.23 – Данные по эксплуатационным объектам 69
Таблица 4.24 – Дополнительные данные для определения продолжительности освоения скважины 69
Таблица 4.25– Данные по нагнетательной скважине 69
Таблица 4.26– Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам 70
Таблица 5.1 – Характеристика и устройство шахтового направления 73
Таблица 5.2 – Глубина спуска и характеристика обсадных колонн 73
Таблица 5.3 – Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн 75
Таблица 5.4 – Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважин по проектной конструкции 76
Таблица 5.5 – Максимально-допустимые гидравлические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций 77

Таблица 6.1- Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины 78
Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины 78
Таблица 7.1– Типы и параметры буровых растворов 90
Таблица 7.2 – Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов 91
Таблица 7.3 – Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления 93
Таблица 7.4 – Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов 95
Таблица 7.5 – Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн 95
Таблица 7.6 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину 96
Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов 97
Таблица 8.1-Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК 98
Таблица 8.2 – Компоновка низа бурильных колонн (КНБК) 99
Таблица 8.3 – Потребное количество элементов КНБК 101
Таблица 8.4 – Суммарное количество и масса элементов КНБК 102
Таблица 8.5 – Рекомендуемые бурильные трубы 103
Таблица 8.6 – Конструкция бурильных колонн 103
Таблица 8.7 – Характеристика и масса бурильных труб 104
Таблица 8.8 – Оснастка талевой системы 104
Таблица 8.9 – Режим работы буровых насосов 105
Таблица 8.10 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой 105
Таблица 8.11 – Гидравлические показатели промывки 106
Таблица 9.1– Способы расчёта наружных давлений и опрессовки обсадных колонн 108
Таблица 9.2– Распределение давлений по длине колонны 109
Таблица 9.3 – Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб 109
Таблица 9.4 – Параметры обсадных труб 112
Таблица 9.5 – Суммарная масса обсадных труб 112
Таблица 9.6– Технологическая оснастка обсадных колонн 113
Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб 114
Таблица 9.8 – Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны 115
Таблица 9.9 – Общие сведения о цементировании обсадных колонн 116
Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования 117
Таблица 9.11 – Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов 118
Таблица 9.12 – Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов) 119
Таблица 9.13 – Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах 120
Таблица 9.14 – Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах 121
Таблица 9.15 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники 121
Таблица 9.16 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов 122
Таблица 9.17 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО) 123
Таблица 10.1– Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах 124
Таблица 10.2 – Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах 124
Таблица 10.3 – Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле 125
Таблица 10.4 – Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) 125
Таблица 10.5 – Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов 126
Таблица 10.6 – Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов 126
Таблица 10.7 – Потребное количество материалов для установки цементных мостов 126

Таблица 10.8 – Продолжительность освоения объектов в эксплуатационной колонне 127
Таблица 10.9 – Продолжительность работы агрегатов при освоении скважины в эксплуатационной колонне 127
Таблица 10.10 – Потребное количество материалов для освоения скважины в эксплуатационной колонне 128
Таблица 10.11 – Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел 128
Таблица 11.1– Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ 129
Таблица 11.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника 130
Таблица 12.1– Подготовительные работы к строительству скважины 132
Таблица 12.2 – Перечень топографо-геодезических работ 133
Таблица 12.3 – Варианты строительных и монтажных работ 133
Таблица 12.4 - Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования 134
Таблица 12.5- Объёмы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для оборудования 139
Таблица 12.6– Объёмы работ по фундаментам под буровое оборудование 139
Таблица 13.1– Продолжительность строительства скважин 140
Таблица 13.2 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин 140
Таблица 14.1– Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике 141
Таблица 14.2 – Средства механизации и автоматизации 143
Таблица 14.3 – Средства контроля 145
Таблица 15.1– Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности 146
Таблица 15.2 – Требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда 151
Таблица 15.3 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда 153
Таблица 15.4 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда 165
Таблица 15.5 – Оборудование для безопасности и средства индивидуальной защиты 166
Таблица 15.6 – Классификация помещений и открытого пространства по классу взрывобезопасности 166
Таблица 15.7 – Нормы освещённости 167
Таблица 15.8 – Средства контроля воздушной среды 170
Таблица 15.9 – Мероприятия по технике безопасности 170
Таблица 15.10 – Санитарно-бытовые помещения 173
Таблица 15.11 – Минимальный расход наружного воздуха 174
Таблица 15.12 – Первичные средства пожаротушения 176
Таблица 16.1– Перечень показателей по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений 183
Таблица 17.1– Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации Инструкции по действию персонала 199
Таблица 17.2 – Надежность 212
Таблица 18.1 – Матрица – вероятность – тяжесть последствий 223
Таблица 18.2 – Вероятность возникновения аварийных ситуаций 224
Таблица 19.1 – Список используемой литературы 229
Таблица 1.1 – Водоснабжение 232
Таблица 1.2 – Водопотребление при строительстве 233
Таблица 2.1 – Электроснабжение 234
Таблица 2.2 – Потребность в ГСМ 234
Таблица 3.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт 236
Таблица 4.1 – Ведомость потребности в материалах и оборудовании 237
Таблица 4.2 – Ведомость потребности в строительных машинах и спец. агрегатах 237
Таблица 4.3 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов 238
Таблица 4.4 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт 238

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 4.1 – Обзорная карта района работ 27
Рисунок 4.2.- Схема расположения скважин и объектов обустройства на месторождении Северный Аккар в границах Горного отвода....39
Рисунок 4.3- Северный Аккар структурная карта по кровле коллектора залежи Т2Б 40
Рисунок 4.4.- Проектный схематический гидрогеологический разрез по линии скважин 1В-2В-3В-11 41
Рисунок 4.5- Северный Аккар. Структурная карта по отражающему горизонту V_2^{II} 46
Рисунок 4.6- Графики изменения температуры и геотермической ступени 51
Рисунок 4.7- Схема расположения водозабора Куюлус-Меловое и горного отвода м. Северный Аккар (по данным космосъемки в Google) 55
Рисунок 4.8- Схема Горного отвода м. Северный Аккар (по данным космосъемки съемки в Google) 56
Рисунок 4.9- Карта суммарных целевых водонасыщенных толщин горизонтов с K1al – IV по K1al - VII 56
Рисунок 5.1 – График совмещенных давлений 72
Рисунок 9.1– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине на направления Ø 426,0 110
Рисунок 9.2– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине на кондуктор Ø 324 мм 110
Рисунок 9.3– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине Тех. «хвостовика» Ø 245 мм 111
Рисунок 9.4– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине на экс. хвостовик Ø 168 мм. 111

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Приложение 1. Задание на составление технического проекта

Приложение 2. Акт приема – сдачи местоположения устья скважины и Кроки

Приложение 3. Геолого-технический наряд

Приложение 4. Схемы обвязки устья ПВО

РЕФЕРАТ

«Индивидуальный технический проект на строительство разведочно-эксплуатационной водозаборной скважины №3В проектной глубиной 1250 метров на месторождении Северный Аккар» разработан в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ г. Астана, 2023г.» Выполнен по форме и содержанию согласно «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, КОНСТРУКЦИЯ, БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, БУРЕНИЕ, КРЕПЛЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ, ОБЪЕМ РАБОТ ПО МОНТАЖУ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ, ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Объектом разработки являются строительство на строительство разведочно-эксплуатационной водозаборной скважины №3В проектной глубиной 1250 метров на месторождении Северный Аккар.

Цель работы – расчет конструкции скважин, выбор компоновок низа бурильной колонны, параметров режима бурения, типа и параметров бурового раствора, параметров цементирования скважин, расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе буровой установки, испытания и освоения скважин, расчет продолжительности проводки скважин, экология.

Данный проект является основным документом на строительство разведочно-эксплуатационной водозаборной скважины №3В проектной глубиной 1250 метров на месторождении Северный Аккар.

РАЗДЕЛ I. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 – Основные проектные данные

№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины (или морской район).	
2	Номера скважин, строящихся по данному проекту.	3В
3	Площадь (месторождение).	Северный Аккар
4	Расположение (суша, море).	Суша
5	Глубина моря на точке бурения, м.	-
6	Цель бурения и назначение скважины.	Добыча подземных вод
7	Проектные горизонты.	K1 al IV-V-VI-VII
8	Проектная глубина, м: по вертикали по стволу.	1250
9	Число объектов испытания: в колонне в открытом стволе.	 1 -
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая).	Вертикальные
11	Тип профиля.	-
12	Азимут бурения (дирекционный), град.	-
13	Максимальный зенитный угол, град.	-
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град./30 м.	-
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м.	954
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м.	-
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровле продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м.	20
18	Металлоёмкость конструкции, кг/м.	55,6
19	Способ бурения.	Роторный
20	Вид привода.	Дизельный, электрический
21	Вид монтажа (первичный, повторный).	Повторный
22	Тип буровой установки.	Буровые установки грузоподъемностью не менее 120 тн.
23	Тип вышки.	Мачтовая, телескопическая
24	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной.	 38,05 41,82
25	Тип установки для испытания.	Установки грузоподьемностью не менее 60 тн.
26	Продолжительность цикла строительства скважины, сут в том числе: строительно-монтажные работы подготовительные работы к бурению бурение и крепление отбор керна освоение, всего в том числе: в открытом стволе в эксплуатационной колонне	31,7 3 2 20,3 - - 6,4
27	Проектная скорость бурения, м/ст. мес.	1844

Примечание: - от проектной точки радиуса круга допуска не более 20 метров Протокол №21 от 30. мая 2022 г.

Таблица 1.2 – Общие сведения о конструкции скважин

Название колонн	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	426,0	0	20	-	-
Кондуктор	324,0	0	500	-	-
«Хвостовик»	245,0	450	650	-	-
Фильтровая колонна хвостовик	168,3	600	1250	-	-

Таблица 1.3 – Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площадок, тыс. м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы или цеха (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания турбобура (электробура) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство работы бульдозера, трактора на буровой, ч/сут	Форма оплаты труда буровой бригады: сдельная повремённая	Категория УБР (УРБ)	Коэффициент оборачиваемости бурильных труб, %
		в бурении и испытании	в том числе в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	Да	7	6	-	Нет	По заявке	Договорная	1	-

Таблица 1.4 – Дополнительные сведения по утилизации отходов бурения

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объём повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м³			
								количество		Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			всего	в том числе подлежит		
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	слесарей	электро-монтёров					вывозу	захоронению	сбросу
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
У подрядчика по буровым растворам				Исходя из ожидаемых пластовых давлений и обеспечения устойчивости ствола скважины. (У подрядчика по буровым растворам)				1	1	2	-	Шлам	Смотрет том II			
												Отработанный буровой раствор				
												Сточные воды				

Таблица 1.5 – Сведения об условиях эксплуатации скважин

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
название (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность, г/см^3
	от (верх)	до (низ)		глубина, м	диаметр, мм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЭЦН	3В - 2027 г		-	1240	73/89	-	-	-	-	-

Таблица 1.6 – Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

Номера скважин подлежащих ликвидации	Номера скважин подлежащих консервации на срок		
	до 3 месяцев	от 3 до 12 месяцев	свыше одного года
1	2	3	4
-	-	-	-

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 – Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п/п	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	Служебная записка за №37/6844-СЗ от 24.02.2026 подписано директором департамента ДПГ и РМ и зам. директором департамента
2	Техническое задание на разработку «Индивидуального технического проекта на строительство разведочно-эксплуатационной водозаборной вертикальной скважины №3В проектной глубиной 1250 метров на месторождении Северный Аккар, согласованно с заместителем генерального директора по геологии и разработке АО «Мангистаумунайгаз» Чжан Баожуй, и утвержденное заместителем генерального директора по производственным вопросам АО «Мангистаумунайгаз» Елеусинов М.К.

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 – Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Северный Аккар
Блок (номер и/или название)	-
Административное расположение: республика область (край) район	 Казахстан Мангистауская Мунайлинский
Год ввода площади в бурение	1988
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1989
Температура воздуха, С°: среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	 + 6,5 °С выше + 40 °С до – 25-30 °С
Среднегодовое количество осадков, мм	100
Максимальная глубина промерзания грунта, м	0,8
Продолжительность отопительного периода в году, сут	158
Продолжительность зимнего периода в году, сут	95
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северо-Восточный
Наибольшая скорость ветра, м/с	28
Метеорологический пояс (при работе в море)	-

Таблица 3.2 – Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	Равнинный
Состояние местности	Незаболоченное
Толщина, см: снежного покрова, см почвенного слоя	 25 Отсутствует
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа
Категория грунта	Вторая

Таблица 3.3 – Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники	1,8 га	ТЗ

Таблица 3.4 – Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; энергоснабжение, связь, местные стройматериалы и т. д.)	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энерго-привода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	-	0,5	Трубопровод 114 мм
1. Для питьевых целей – бутилированная	пос. Жетыбай	20,0	Автоцистернами буьтилированная
Энергоснабжение	ЛЭП-6кВ	0,0/0,5	Низковольтная ЛЭП 100 м на ж/б или металических опорах ¾-проводная
Связь	Радиосвязь на буровой	-	-
Местные стройматериалы	-	30-40	Автосамосвал

Таблица 3.5 – Сведения о подъездных путях

Протяжённость, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т. д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
-	-	-	На уровне грунта	грунтовая

Таблица 3.6 – Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
-	Актау – Жетыбай	110	Нет	-	-
-	Жетыбай - буровая	3-10	-	-	да

4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Индивидуальный технический проект

на строительство разведочно-эксплуатационной водозаборной вертикальной скважин №3В проектной глубиной 1250 м на месторождении Северный Аккар

Цель бурения: добыча подземных вод.

Проектная глубина: по вертикали, 1250 м

Проектные горизонты: $K_1 a\ell$ - IV,V,VI,VII;

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Месторождение Северный Аккар в административном отношении расположено в Мунайлинском районе Мангистауской области Республики Казахстан и находится в 58 километрах к северо-востоку от города Актау, в 30 километрах к северо-западу от поселка Жетыбай.

Южнее месторождения проходит асфальтированное шоссе Жана-Узень – Актау и железная дорога Жана-Узень – ст. Мангышлак – Атырау (рис. 4.1), а в 45 километрах к югу от месторождения проходит магистральный нефтепровод Жана-Узень–Атырау–Самара. Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию месторождения в разных направлениях, которые пригодны для передвижения автотранспорта в сухое время года.

В орографическом отношении район месторождения представляет собой слабовсхолмленную равнину, понижающуюся с севера востока на юго-запад. Абсолютные отметки колеблются от + 105 до + 162 метров. По географическому районированию площадь относится к зоне полупустынь с резко континентальным климатом. Лето сухое, знойное, температура достигает + 45 оС, зима холодная, малоснежная, температура понижается в отдельные дни до –30 оС. Часто дуют сильные ветры, которые сопровождаются пыльными бурями. Господствующее направление ветров – восточное и юго-восточное. Дожди редкие, в основном, осадки выпадают в весенний и осенний периоды. Среднегодовое количество осадков не превышает 140 мм.

Растительный и животный мир района характерен для зон полупустынь. Растительность скудная: полынь, осока, верблюжья колючка, саксаул. Животный мир представлен: сайгаками, зайцами, тушканчиками, сусликами, корсаками. Из пернатых встречаются куропатки, орлы, ястребы.

Гидрографическая сеть, источники пресной воды в районе работ отсутствуют. При поисково-разведочных работах снабжение питьевой водой осуществлялось автотранспортом из поселка Жетыбай (30 км). Для технических целей использовалась пластовая вода из водозаборных скважин, пробуренных на месторождении Северо-Западный Жетыбай, расположенном в 6 км от месторождения Северный Аккар.

Нефтяное месторождение Северный Аккар открыто 17 октября 1989 года, когда при опробовании среднетриасовых отложений в скважине 1 был получен фонтанный приток нефти дебитом 144 м3/сут на 8 мм штуцере и депрессии 9,36 МПа

Геолого-гидрогеологическая изученность района

Район поисково-оценочных работ на подземные воды месторождения Северный Аккар является небольшим участком обширной зоны Южно-Мангышлакского прогиба, геологическая и гидрогеологическая изученность

которого вплоть до 1950-1960 гг. носила эпизодический характер. Только в 1952-1958 гг. на Мангышлаке начали проводить планомерную комплексную геологическую съемку в масштабе 1:200000 с большим объемом буровых работ экспедиции №№ 10 и 11 Всесоюзного Аэрогеологического треста (ВАГТ).

Специальные работы по структурно-поисковому и глубокому разведочному бурению, начиная с 1949 г. на Мангышлаке проводятся организациями трестов «Казнефтеразведка» н «Мангышлакнефтегазразведка» (1956-1957 гг.), которые в 1961 г. увенчались открытием новой крупной нефтегазоносной провинции и ее первых месторождений Жетыбай и Узень.

Геофизические исследования на Мангышлаке стали проводиться также с 1950 г. Это в основном гравиметрические и сейсмические работы, направленные на выявление структур, перспективных на нефть и газ.

С 1962 г. в помощь гидрогеологическим работам по поиску и разведке подземных вод проводились электроразведочные работы, которые дали положительные результаты при разведке подземных вод песчаных массивов Саускан. Тюесу. Кызылкум и др.

Одной из первых работ, посвящённых изучению гидрогеологии района, являются исследования сотрудников ИГН АН КазССР И.М. Манасыпова. В.А. Стрельниковой и Ж.С. Сыдыкова (1950-1952 гг.), результатами которых явились карты водопунктов 1:500000 масштаба с указаниями глубин залегания и минерализации подземных вод. В 1955 г. одной из скважин картировочного бурения экспедиции ВНИГРИ в урочище Куюлус был впервые вскрыт сеноманский водоносный горизонт с минерализацией подземных вод 2,6 г/дм3, что положило начало открытию одноименного Куюлусского месторождения подземных вод.

С 1959 г. Мангышлакской партией Гурьевской гидрогеологической экспедиции (в последующем Мангышлакской гидрогеологической экспедицией) проводятся планомерные гидрогеологические работы по поискам и разведке подземных вод для обеспечения бурно развивающихся промышленности и сельского хозяйства района, результатом которых явилось открытие целого ряда месторождений подземных вод (Саускан, Тюесу, Баскудук, Сам, Северо-Актауское и др.). В связи с направленностью этих работ на поиски в первую очередь пресных и слабоминерализованных вод, а также больших глубин залегания (более 1000 м) альб-сеноманского комплекса, подземные воды V-VI-VII горизонтов нижнего альба на большей площади Южного Мангышлака оказались не изученными.

В 1961-1963 гг. на территории листа K-39-V выполнена гидрогеологическая съёмка масштаба 1:200000 (Р.А. Попова).

В 2002-2005 гг. выполнена разведка и оценка эксплуатационных запасов подземных вод на Асарском месторождении для ППД на нефтяном месторождении Жетыбай. Объектом исследований являлись V, VI и VII горизонты водоносного альбского комплекса. Эксплуатационные запасы подземных вод утверждены в

количестве 15 тыс. м3/сутки по категории В (Протокол ГКЗ РК № 414-05-У от 23.05.2005 г.). В 2014 г. завершена разведка технических подземных вод для поддержания пластового давления в нефтесодержащих горизонтах нефтяных месторождений Узень и Карамандыбас с подсчетом эксплуатационных запасов по состоянию на 01.11.2014 г. по работам 2013-2014 гг. По результатам разведки эксплуатационные запасы подземных вод утверждены в количестве 60 тыс. м3/сут по категориям В + С1 + С2, в том числе, по категории В – 25,36 тыс. м3/сутки, по категории С1 – 19,64 тыс. м3/сутки, по категории С2 – 15,00 тыс. м3/сутки (Протокол ГКЗ РК № 1522-15-У от 04.02.2015 г.).

В 2017 г. завершена переоценка эксплуатационных запасов подземных вод Асарского месторождения для технического водоснабжения Жетыбайской группы нефтяных месторождений. Объектом исследований являлись те же V, VI и VII горизонты водоносного альбского комплекса. По результатам переоценки эксплуатационные запасы подземных вод утверждены в количестве 30 тыс. м3/сут по категории В (Протокол ГКЗ РК № 1855-17-У от 28.09.2017 г.).

Геологическое строение и гидрогеологические условия района Южного Мангышлака

В геологическом строении Южного Мангышлака принимают участие разнообразные комплексы осадочных пород от пермского до четвертичного возрастов включительно. Более древние отложения, входящие в состав складчатого фундамента, вскрыты в южной части Южно-Мангышлакского плато глубже 2800-3000 м. На поверхность территории Мангышлака выведены только породы перми и триаса в Горном Мангышлаке, в своде Каратауской мегантиклинали. На остальной площади они скрыты под мощными мезо-кайнозойскими отложениями и изучены по материалам бурения. К перми и триасу на Мангышлаке относится мощный комплекс отложений геосинклинального типа, сильно дислоцированных и метаморфизованных. В.В. Мокринский (1952 г.) верхнепермские отложения расчленил на 3 свиты: биркутскую, отпанскую и долнапинскую. Представлены они голубовато-дымчатыми, тонкослоистыми слабо ожелезненными рассланцованными аргиллитами, алевролитами, зеленовато-серыми, мелкозернистыми песчаниками. Суммарная мощность свит 1000-1300 м. На Южном Мангышлаке верхнепермские отложения вскрыты скважинами Г-4 (Юж. Жетыбай) и Г-25 (Жетыбай) под красноцветами нижнего триаса в интервалах 3722-4375 м.

Триасовые отложения за пределами Горного Мангышлака вскрыты многочисленными скважинами и представлены терригенно-карбонатными породами – аргиллитами, алевролитами, песчаниками различного цвета и оттенков от красноцветных нижнетриасовых до черных и темно-серых доломитов,

аргиллитов, песчаников и известняков верхнего триаса. Общая мощность триасовых отложений превышает 2000 м.

С юрскими отложениями на Мангышлаке связаны все основные нефтегазовые месторождения и, в связи с этим они хорошо изучены. Отложения обнажаются на различных участках и склонах Горного Мангышлака, где с резким угловым и азимутальным несогласием перекрывают различные горизонты перми и триаса и обычно выполняют неровности древнего доюрского рельефа. Образование их происходило в основном за счет разрушения и переотложения древней коры выветривания (нижний отдел). Отложения юры представлены пестроцветными алевролитами, песчаниками, глинами с прослоями песков и маломощным пластом конгломерата. Мощность отложений нижней юры не превышает первых сотен метров.

Континентальные отложения средней юры, с которыми связаны основные промышленные залежи нефти и газа, распространены почти повсеместно, но на поверхности обнажаются лишь в сводах и на крыльях наиболее крупных поднятий, в остальных местах перекрыты мощной толщей пород и погружены на глубину до 3500-4000 м. На Горном Мангышлаке они согласно перекрывают подстилающие породы и представлены переслаиванием серых и желтовато-серых песков и песчаников с серыми слоистыми глинами, содержащими тонкие линзовидные прослои углистых глин и углей. В зоне Жетыбай-Узеньской ступени они представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Мощность их достигает до 800 - 950 метров.

Верхний отдел юры представлен также песчано-алевритовыми породами с глинисто-мергелистыми, карбонатными прослоями общей мощностью до 150-200 м. Отложения меловой системы на территории Мангышлака слагают обширные поля на север и юг от гор Актау, на Беке-Башкудукской антиклинали представлены нижним и верхним отделами. В основании разреза неокома обычно прослеживается пласт песчаника желтого, мелко- и среднезернистого, выше залегают пески, песчанистые известняки с неравномерным чередованием песчаников, глин, алевролитов с прослоями мергелей, известняков, доломитов, литологически хорошо сопоставимых с одновозрастными отложениями в обнажениях Горного Мангышлака. Мощность отложений неокома достигает 200-250 м.

Отложения аптского яруса обычно залегают на размытой поверхности неокома. В основании повсеместно прослеживается плита песчаника с фосфоритовой и кварцевой галькой, иногда переходящего в конгломерат или уплотненный слабо сцементированный песок мощностью до 8 м.

Выше залегает толща однообразных септариевых (перегородчатых по структуре) темно-серых, местами черных глин. В толще глин часто прослеживаются пачки (2-5 м) тонкого переслаивания глин и алевролитов, а по всему разрезу до

160-180 м наблюдаются редкие прослои (до 1 м) серых песчаников и алевролитов. В связи с абсолютным преобладанием в разрезе глин, отложения аптского яруса на Мангышлаке и ряде других мест известны как региональный водоупор, хотя маломощные прослои и пласты песков и песчаников нижнего апта являются водоносными.

Отложения альбского яруса нижнего мела, особенно его верхние горизонты, являются хорошо изученными на Мангышлаке прежде всего как наиболее перспективный водоносный комплекс для строительства высокодебитных скважин и получения подземных вод различного назначения.

В разрезе нижнего альба прослеживается горизонт крупных караваеобразных конкреций песчаников с фосфоритовыми желваками мощностью до 2,5-3 м в толще ритмично чередующихся песков, алевритов, глин. Вверх по разрезу отложения становятся более песчаными. Средний подъярус также представлен песками с прослоями пачек тонко чередующихся алевритов, песков и глин. Песчаники и алевролиты серые, темно-серые до черных, реже зеленовато-серые, мелкозернистые. Глины темно-серые до черных, реже зеленовато-серые, алевритистые, иногда слабокарбонатные. Общая мощность отложений альбского яруса в Южном Мангышлаке 550-600 м.

Сеноманские отложения верхнего мела генетически и литологически близки с альбскими, за пределами района они местами нерасчлененные, в связи с чем часто их объединяют как единый альб-сеноманский комплекс. В основании их почти повсеместно прослеживается пласт (до 1 м) с редкой кварцевой галькой и многочисленными фосфоритами. Выше залегает глинисто-песчано-алевролитовая толща, верхняя часть которой представлена преимущественно песками. Максимальная мощность сеноманских отложений на Южном Мангышлаке составляет 160 м.

Однообразная мергельно-меловая толща турон-датского возраста верхнего мела на Мангышлаке имеет повсеместное распространение. Ими сложены горы Северный и Южный Актау, сводовые части Беке-Башкудукской и Саускан-Бостанкумской структур, останцовые горы в Северной Прикаратауской долине. Представлена толща в нижней части мергелем белым, зеленовато-серым, иногда розоватым, переходящим вверх по разрезу в белый писчий мел с редкими прослоями песчаников, известняков, глин (1-5 м). Мощность турон-датских отложений на погружениях достигает 350-400 м.

Без видимого перерыва на датских отложениях залегают породы палеоцена и эоцена, которые обнажаются в обрывах Северного и Южного Актау, вскрыты скважинами на Южно-Мангышлакском плато и представлены песками и песчаниками, которые по мере удаления от крупных антиклинальных структур переходят в известково-мергелистые отложения и песчанистые известняки.

Отложения среднего и верхнего эоцена известны под названием «белой» и «рыбной» свит. Их мощность составляет 100-120 м.

В обрывах и бессточных впадинах Южно-Мангышлакского плато залегают олигоценовые отложения, представленные зеленоватыми и коричневатыми глинами с единичными горизонтами и линзами песков, алевритов и песчаников. На Мангышлаке и соседней территории Устюрта олигоценовые отложения, особенно верхнего отдела, составляют глинистые фации и известны как региональный водоупор, разделяющий верхний (неоген-четвертичный) и нижний гидрогеологические «этажи» (по Ж.С. Сыдыкову).

Мощность отложений олигоцена подвержена колебаниям и достигает в осевой части Чакырганской синклинали 100 м, во впадине Карагие – 420 м.

Отложения неогеновой системы на Мангышлаке развиты широко, где они бронируют плато Степного (Южного) Мангышлака, а также ряд останцов во впадинах и долинах. Представлены отложения мощной морской толщей глинисто-алевритовых и известняково-мергельных пород. При этом отложения нижнего отдела (миоцен) обнажаются лишь участками в чинках и во впадинах Карагие, Каунды и др., мощность не превышает 30-50 м, лишь на п-ве Тюбкараган достигает 130 м. Наибольшее значение и широкое распространение на Мангышлаке имеют верхнемиоценовые отложения, в частности, сарматского яруса, с которыми связан один из основных водоносных горизонтов района. В нижней части отложения представлены зеленовато-серыми глинами, мергелями и ракушечниками. Выше по разрезу на всей площади Степного Мангышлака прослеживаются глины с прослоями известняка и мергеля, сменяющиеся в верхней части карбонатной толщей. Мощность отложений сарматского яруса на Мангышлаке достигает 120-160 м, уменьшаясь в северо-восточном направлении до 30-50 м. Верхняя половина всей мощности сарматских отложений, относящаяся к верхнему и верхам среднего сармата, сложена различными оолитовыми и детритусовыми (обломочными) известняками и ракушечниками, мощностью до 100 м. Нижний и низы среднего сармата сложены преимущественно глинами.

Юго-западную часть плато Степного Мангышлака слагают отложения понтического яруса плиоцена, которые залегают с размывом на верхнесарматских и представлены серовато-желтыми известняками с подчиненными прослоями мергелей, песчаников и глин. Мощность отложений достигает 30 м.

Отложения четвертичной системы в районе имеют ограниченное распространение, они представлены как морскими, так и континентальными образованиями. Отложения залегают с резким угловым и стратиграфическим несогласием на различных горизонтах платформенного чехла и переходного комплекса, выполняя наиболее пониженные участки современного рельефа. Морские образования представляют осадки бакинского, хазарского, хвалынского и новокаспийского горизонтов. Континентальные образования характерны в

основном для осадков новокаспийского и верхов хвалынского горизонтов. В состав морских четвертичных отложений входят глинистые и песчаные образования, песчанистые известняки с прослоями суглинков, суглинки с включением щебня. Мощность их различна, обычно от 3-5 до 20 м. Континентальные отложения четвертичной системы представлены элювиальными, делювиально-пролювиальными, эоловыми образованиями и отложениями соров и такыров современного отдела. Элювиальные отложения образуют сплошной покров на ровных участках Степного Мангышлака, на слабонаклоненных участках хребтов Актау и Каратау. Представлены они светло-коричневыми суглинками, серыми супесями и суглинками с щебенкой коренных пород. Мощность до 3 м.

Делювиальные образования заполняют пониженные участки рельефа и представлены супесью и суглинком с большим содержанием мелкой щебенки. Мощность 6-10 м.

Делювиально-пролювиальные образования развиты у подножья крутых склонов хребтов Каратау и Актау, платообразных возвышенностей и крупных останцев, вдоль бортов бессточных впадин (Узень, Тунгракшин, Карагие и др.). Ширина делювиального шлейфа изменяется от 0,5 до 1 км. Представлены образования грубообломочным, плохо окатанным, неотсортированным материалом с глинистым заполнителем, реже супесью и суглинком с щебенкой коренных пород. Мощность отложений составляет от 3-10 до 20 м.

Эоловые образования слагают крупные песчаные массивы Саускан, Бостанкум, Баскудук, Тюесу, Тышканкум и др. Сформировались они за счет перевевания альб-сеноманских песков и навивания песчаных материалов с соседних площадей. Возраст их условно датируется как четвертичный или верхнеплиоцен-четвертичный, так как после отступления Сарматского моря с территории потребовался длительный континентальный период, в течение которого был разрушен сарматский покров, обнажены отложения альба и сеномана и начали формироваться эоловые массивы, сложенные желтовато-серыми мелкозернистыми, пылеватыми, грядово-бугристыми и незакрепленными и полузакрепленными песками.

Мощность эоловых песков в крупных песчаных массивах достигает 20-50 м (Тюесу). Отложения новокаспийского яруса прослеживаются узкой полосой вдоль берега Каспийского моря и во впадине Карагие. Представлены они желтовато-серыми и голубовато-зелеными песками, супесями и глинами. Во впадине Карагие они покрыты толщей соли мощностью от 1 до 7 м.

Гидрогеологические условия Мангышлакского региона

Современный уровень знаний о геолого-гидрогеологических условиях района Мангышлака позволяет говорить о водоносности в той и иной степени почти всего

стратиграфического разреза Мангышлака, за исключением отдельных региональных водоупоров. Здесь по общности геолого-структурных и геоморфологических условий, а также обусловленных ими характеру формирования, распределения и залегания подземных вод можно выделить 3 самостоятельных гидрогеологических района: Северо-Мангышлакский (Бузачинский), Центрально-Мангышлакский (Горный район) и Южно-Мангышлакский.

В пределах Северо-Мангышлакского района (I) к настоящему времени изучен гидрогеологический разрез до отложений мела включительно, которым устанавливается относительная перспективность для поисков пресных вод только небольших массивов эоловых песков типа Кызылкум, развитых по хвалынским морским отложениям. Собственно, хвалынские отложения, вне пределов распространения эоловых песков, содержат воды пестрой минерализации, преимущественно соленые (3-10 г/дм3) до рассолов, которые используются в ограниченном количестве для хозяйственных нужд и водопоя скота. Залегающая ниже карбонатная мергельно-меловая толща палеогеновых и сенон-датских отложений, помимо слабой обводненности и спорадического характера распространения подземных вод, повсеместно содержит соленые воды с минерализацией, превышающей 10-15 г/дм3. Здесь могут быть встречены только редкие колодцы и родники местного питания, где минерализация подземных вод составляет порядка 3-8 г/дм3. Сеноманский и альбский водоносные комплексы, залегающие на основной территории описываемого района на глубинах порядка 500-1000 м, также содержат соленые воды (10-25 и более г/дм3). Только в Северо-Актауском артезианском бассейне, тяготеющем к предгорьям Горного Мангышлака, установлена зона маломинерализованных подземных вод (2-3 г/дм3), запасы которых утверждены для целей орошения. Центрально-Мангышлакский район (II) охватывает огромную территорию, куда входит собственно Каратауская мегантиклиналь с хребтами Северный и Южный Актау и многочисленными структурами второго и третьего порядков, а также расположенные на их юго-восточном продолжении песчаные массивы Баскудук, Саускан-Бостанкум и Тюесу, далее впадина и пески Карын-Жарык.

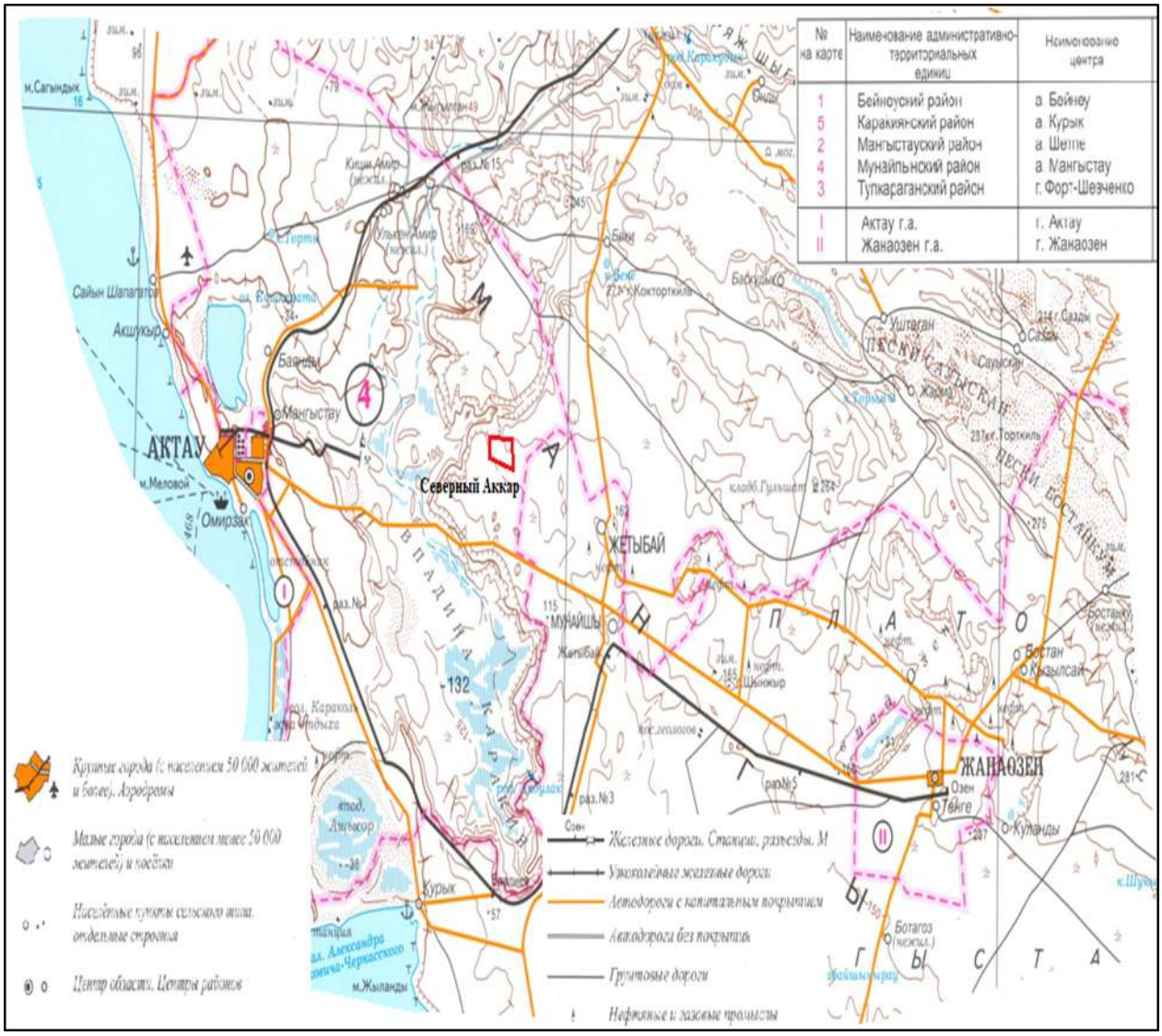

Рисунок 4.1 – Обзорная карта района работ

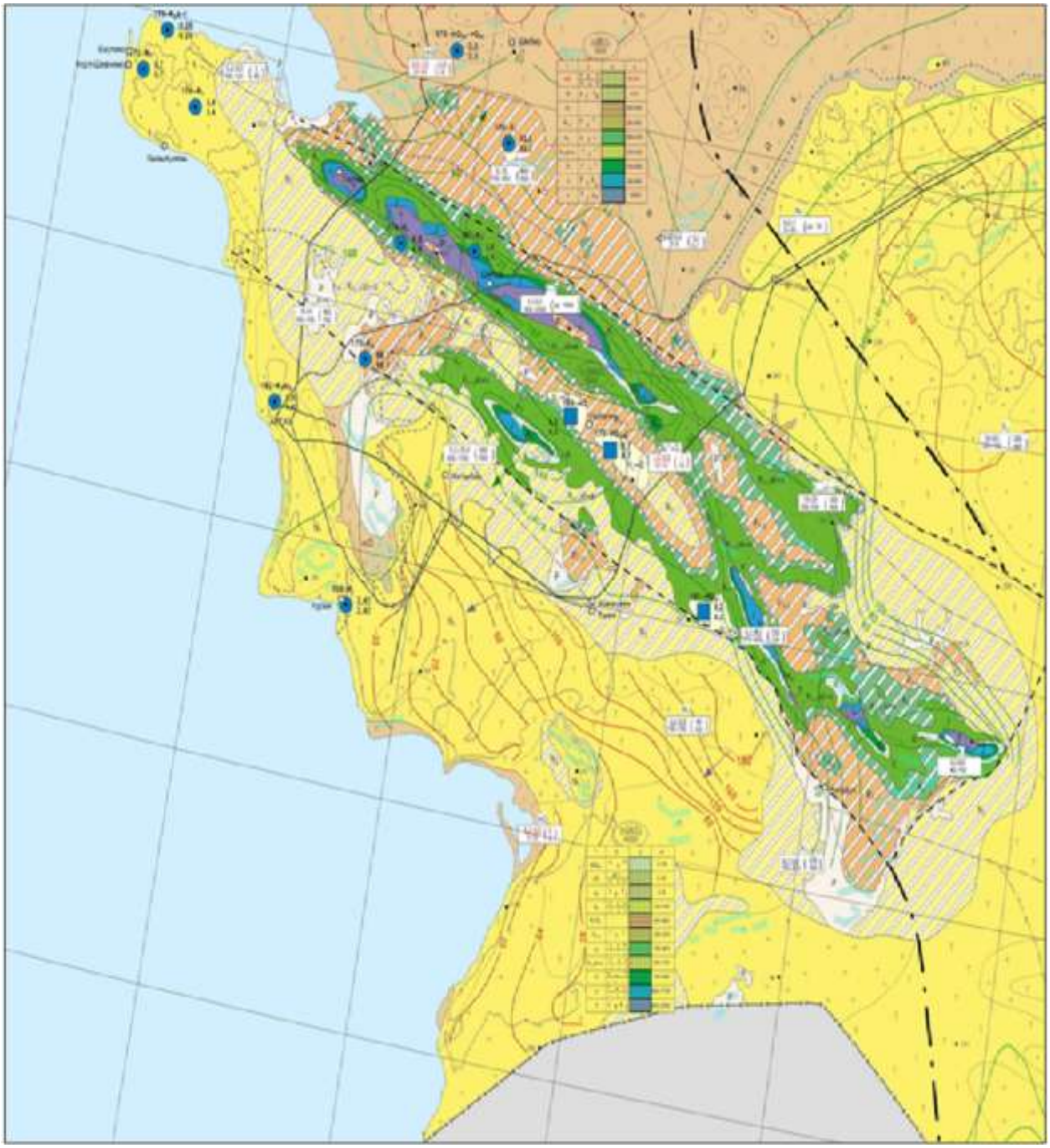

Рисунок 4.2 – Карта гидрогеологического районирования полуострова Мангышлак

Район в целом представляет зону раскрытых структур, где все основные водоносные горизонты и комплексы выведены на поверхность, в связи с чем, а также благодаря гипсометрическому положению представляет их основную область питания. В пределах данного района можно выделить водоносные горизонты и комплексы, приуроченные к четвертичным, палеоген-верхнемеловым,

сеноман-туронским, альбским, неокомским, юрским и пермо-триасовым отложениям, большинство которых здесь содержат пресные или менее минерализованные воды по сравнению с другими районами. Известные, уже разведанные с утверждением запасов пресных вод месторождения Баскудук, Саускан, Тюесу, Уланак-Куйбышевкое (альб-сеноман), а также водозабор райцентра Шетпе на базе трещинных вод пермско-триасового комплекса расположены в данном гидрогеологическом районе.

В пределах Южно-Мангышлакского гидрогеологического района (III), где располагаются разведанные Асарский и Узеньский водозаборы, а также разведуемый Жетыбайский водозабор, можно выделить основные водоносные горизонты и комплексы, приуроченные к прибрежно-морским, сарматским и альб-сеноманским отложениям. Подземные воды других комплексов вскрываются скважинами и по своим количественным и качественным показателям практического значения не имеют.

Прибрежно-морские отложения четвертичного возраста развиты узкой прерывистой полосой вдоль восточного берега Каспийского моря в пределах береговых выступов (мысов), где верхнечетвертичные и современные морские отложения перевеяны и образуют небольшие песчаные массивы. В них образуются плавающие на соленых водах линзы пресных вод площадью от первых десятков квадратных метров до 5-10 км2.

Наиболее крупной из них (и практически единственной) является линза на мысе Песчаный, которая определенное время (1965-1975 гг.) служила источником водоснабжения пос. Курык (ранее Ералиево). Пески здесь развиты вдоль южного берега мыса Песчаного, имеют мощность от 1,5-3 до 15,4 м. В гидрогеологическом отношении они являются хорошим коллектором атмосферной и конденсационной влаги, за счет которой образуются плавающие на соленых водах пресные линзы. Площадь линзы составляет 3 км2. Мощность пресной зоны водоносного горизонта от 1-2 до 5 м. Водообильность песков довольно высокая, дебиты скважин 1,49-2,4 дм3/с. Однако, при таком водоотборе происходит подтягивание подстилающих соленых вод, в связи с чем для постоянного отбора пресной воды приходится ограничивать производительность скважин до 0,5-0,7 дм3/с для обеспечения равномерной сработки пресной линзы несколькими скважинами или их последовательным отключением.

Коэффициент фильтрации песков изменяется в пределах 3,3-5,2 м/сут, водоотдача – 0,15. Воды по химическому составу сульфатно-хлоридные натриевые и магниевые, с увеличением минерализации переходящие в хлоридно-сульфатные.Неогеновый водоносный комплекс Южного Мангышлака объединяет отложения сарматского и тортонского ярусов миоцена, которые здесь имеют повсеместное распространение, за исключением предгорий Каратау и Беке-Башкудукской антиклинали.Разрез тортонского яруса представлен известняками,

часто песчанистыми, оолитовыми, переходящими в ракушечники розовых тонов, а также гипсоносными глинами с прослоями песчаников, песков и мергелей. Повсюду эти отложения лежат под сарматскими и содержат соленые воды напорного характера с минерализацией до 10-30 г/дм3. Поэтому описание вод неогенового комплекса дается на примере более перспективного сарматского горизонта.В нижней части сарматские отложения (нижний подъярус) представлен серыми и зеленовато-серыми известковистыми глинами, иногда песчанистыми с прослоями темно-серых мергелей. Аналогичными глинами представлена также нижняя часть среднего сармата, которые совместно с нижнесарматскими представляют региональный водоупор общей мощностью 60-70 м. Верхи среднего сармата и, собственно, верхний сармат сложены светло-серыми и желтовато-серыми, иногда розовыми известняками, ракушечниками с прослоями светло-зеленых и серых мергелей и темных плотных глин. Встречается также рыхлый оолитовый известняк, не выдержанный по простиранию. Общая мощность известняковой продуктивной части разреза не превышает 100 м. Благодаря хорошей естественной пористости, местами трещиноватости и закарстованности, описываемые отложения являются водоносными практически повсеместно. Однако неравномерность указанных факторов, фациальная невыдержанность и наличие местами слабопроницаемого делювиального чехла обусловили в свою очередь неодинаковую степень их обводненности и различную минерализацию подземных вод.

Глубина залегания подземных вод в зависимости от рельефа местности в Южном Мангышлаке колеблется от 20-30 до 50-80 м. В северо-восточной приподнятой части Южно-Мангышлакского плато вследствие сдренированности и наличия отдельных локальных поднятий, воды имеют спорадический характер распространения (полоса Жетыбай-Узень, Жалганой, Туркменой, Карамандыбас). Мощность водоносного горизонта обычно не превышает 10-20 м и только в районе г. Форт-Шевченко она достигает 40 м. Дебиты скважин в Южном Мангышлаке составляют от 0,3-0,5 до 1-1,5 дм3/с.

Сравнительно большие дебиты (2-5 дм3/с) получены в пределах долины Кетык и на мысе Песчаном, где скважинами вскрываются наиболее проницаемые и закарстованные разности известняков.

Понижение уровня воды, как правило, не превышает 2-5 м. Кроме скважин воды сарматских отложений вскрываются многочисленными колодцами глубиной от 10-30 до 50, реже 70 м, а также в приморской чинковой полосе они выклиниваются в виде небольших родников.

Минерализация и химический состав подземных вод сарматских отложений довольно пестрые благодаря ярко выраженной вертикальной и горизонтальной гидрохимической зональности. При этом для верхней части разреза сарматских отложений района характерен общий фон минерализации от 3 до 10 г/дм3 (в большинстве случаев 4-7 г/дм3), что делает воды пригодными для водопоя скота и

других хозяйственных нужд, поскольку другие источники в районе отсутствуют. Ниже, даже при мощности водоносного горизонта 10-15 м минерализация заметно увеличивается. Пресные и слабосолоноватые (до 1-2 г/дм3) воды выявлены только в пределах долины Кетык (г. Форт-Шевченко), других небольших приморских балок и на мысе Песчаном (2 г/дм3). Это объясняется в первую очередь хорошей промытостью и закарстованностью пород в русловой части долин, что способствует непосредственной инфильтрации вод временного поверхностного стока.

Определенное влияние, по-видимому, оказывает также близость моря, обусловливающая сравнительно высокую относительную влажность, которая способствует конденсации паров воды из воздуха.

По химическому составу воды сарматских отложений относятся преимущественно к хлоридно-сульфатному и смешанному типам. Жесткость воды невысокая (5-8 мг-экв/дм3), однако, с увеличением минерализации она резко возрастает и достигает 30-40 мг-экв/дм3.

Основным источником питания подземных вод сарматских отложений являются атмосферные осадки и воды периодических поверхностных потоков.

Участками разгрузки являются полоса чинков и бессточных впадин, соры, а также местами восточный берег и дно Каспийского моря.

Сеноманский водоносный горизонт в так называемом альб-сеноманском комплексе в Южном Мангышлаке можно рассмотреть отдельно, поскольку он достаточно хорошо изучен на Куюлусском, Асарском и Узеньском месторождениях подземных вод. Отложения сеноманского яруса на Куюлусском месторождении согласно залегают на подстилающих альбских породах. В основании их залегают плотные слоистые буровато-серые глины верхнего альба мощностью до 20 м (местами до 40). Выше разрез представлен зеленовато-серыми глауконитовыми песками с шарообразными конкрециями плотных серых песчаников. В кровле также часто встречаются глины.Мощность сеноманских отложений изменяется от 20-50 до 142 м. Глубина залегания сеноманского водоносного горизонта изменяется от первых десятков метров на выходах пород до 200-400 м в погружениях, в Южном Мангышлаке – до 800-1000 м. В пределах антиклинальных структур воды часто имеют грунтовый характер, с погружением слоев они приобретают напор и в пределах бессточных впадин дают самоизлив на абсолютных отметках +70 – +90 м.Водообильность сеноманских отложений неравномерная. На месторождении Куюлус, в пределах впадины Карагие, дебиты отдельных скважин достигают 10-30 дм3/с. На остальной территории в связи с фациальной изменчивостью пород, преобладанием в разрезе глинистых разностей дебиты скважин изменяются до 3-5 дм3/с, хотя в пределах погружений мощность водоносного горизонта достигает иногда 30-35 м.

Как на севере, так и на юге Мангышлака сеноманский водоносный горизонт содержит более минерализованные воды, чем залегающие ниже альбские

горизонты. Почти пресные воды (1,5 г/дм3) вскрыты только в пределах песков Тюесу, на глубине 50-100 м, где сеноманские отложения залегают непосредственно под эоловыми песками. В районе Куюлус воды сеноманского горизонта также несколько опреснены (до 2,2-3 г/дм3), что частично может быть объяснено за счет разгрузки более пресных вод альбского комплекса. На остальной территории Южного Мангышлака сеноманский водоносный горизонт содержит соленые воды с минерализацией 10-30 г/дм^3

Таблица 1. – Сведения об альб-сеноманском водоносном комплексе

№№ скважин	Местоположение	Глубина, м / Абс. отмет.	Водовмещающие породы	Уровень воды, м появивш. / установ.	Интервал опробования	Данные откачки		Формула Курлова
						дебит, л/с	понижение, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
8г	Куюлусское месторождение	890,5 / 0,6	Песок мелкозернистый с прослоями глин и инт. 851-856 м	780,0 / +111,2	800-890	21,2	111,2	$M_{2,5}\frac{Cl54SO_4 35}{(Na+K)95}$
21г		389,5 / 0,4	Песок мелкозернистый	360,1 / +104,1	369,5-389,5	37,7	97,6	$M_{2,2}\frac{SO_4 39Cl31}{(Na+K)90}$
36г		800,0 / 95,9	Песчаник мелкозернистый с прослоями плотных глин	725,2 / +189,7	710-800	33,6	188,2	$M_{3,3}\frac{Cl60SO_4 36}{(Na+K)98}$
77	Беке-Башкудукская антиклинальная зона	206,0 / 200,0	Переслаивание мелкозернистого песка с песчаником	166,0 / 61,0	161-169 177-182	2,0	55,0	$M_{5,9}\frac{Cl62SO_4 33}{(Na+K)77Mg13Ca10}$
80		410,0 / 220,0	Песчаник плотный с прослоями глин	325,0 / 131	324-343 360-367	0,6	3,6	$M_{3,8}\frac{Cl78SO_4 19}{(Na+K)83Ca17}$

продолжение таблицы 1

61	Узеньская впадина	458,0 96,5	Песок мелкозернистый в инт. 310-316,5, 325-329 глина песчанистая	329,0 +0,4	292-310 316-325 329-336	5,7	48,0	$M_{14,2}\frac{Cl\,65\,SO_4\,34}{(Na+K)61\,Ca\,24\,Mg\,15}$
130	Узеньская впадина	800 230	Песчаник мелкозернистый с прослоями песков глинистых	646,0 127,0 736,0 121,0	646-649 736-738 739-743	1,6 0,8	5,0 19,0	$M_{3,1}\frac{Cl\,69\,SO_4\,28}{(Na+K)93}$
13	Сев. окончание Тумгачинского разлома	325 100	Песок мелкозернистый	127 14,3	127-132 140-143 148-151 165-170	1,2	32,3	$M_{30}\frac{Cl\,82\,SO_4\,17}{(Na+K)79\,Mg\,17}$
103	Тюесуинская синклиналь	200,0 166,8	Песок мелкозернистый	27,0 27,0	27-37 92-100	0,4		$M_{1,9}\frac{Cl\,52\,SO_4\,33\,HCO_3\,15}{(Na+K)84}$
			Песок тонко-мелкозернистый	113,0 575	113-133	0,4	23,7	$M_{1,2}\frac{Cl\,40\,SO_4\,32\,HCO_3\,28}{(Na+K)88}$
			Песок мелкозернистый с прослоями глин	144,0 29,4	144-149 151-156 162-171	0,3	61,3	$M_{2,4}\frac{Cl\,53\,SO_4\,34\,HCO_3\,13}{(Na+K)85}$
201		205,0 121	Песок тонкозернистый	76,0 22,3	76-92	2,2	24,8	$M_{1,7}\frac{Cl\,52\,SO_4\,24\,HCO_3\,24}{(Na+K)89}$
			Песок мелкозернистый с прослоями глин	126,0 27,8	126-144	3,0	12,0	$M_{0,6}\frac{HCO_3\,43\,Cl\,42}{Mg\,48\,(Na+K)43}$
			Песчаник мелкозернистый	473,0 +28,6	473-587	2,9	427	$M_{101,8}\frac{Cl\,98}{(Na+K)77\,Ca\,14}$
955		551,0 70,0	Пески, песчаники с прослоями глин	476,0 +3,2	476-551	3,0	13,7	$M_{74,7}\frac{Cl\,98}{(Na+K)81\,Ca\,13}$

Отложения альбского яруса на Мангышлаке развиты повсюду за исключением площадей, где на дневную поверхность выведены юрские и пермско-триасовые образования. В пределах обширной Центрально-Мангышлакской тектонической зоны они сами выходят на поверхность, занимая сводовые части многочисленных положительных структур второго и третьего порядка. На остальной территории альбские отложения погружаются на большую глубину от 300-500 до 800-1200 м (Южный Мангышлак). Представлены они довольно однообразной толщей, состоящей из чередования песков, песчаников и глин общей мощностью 500-700 м. Полный разрез альбских отложений в Южном Мангышлаке вскрыт многочисленными скважинами на нефть и газ, а также разведочными и разведочно-эксплуатационными скважинами Асарского и Узеньского водозаборов. В зонах раскрытого залегания водовмещающих пород формируются в основном грунтовые воды, которые в зависимости от гипсометрии местности залегают на глубинах от 10-25 до 80-100 м в районах гор Актау. В отдельных случаях они вскрываются колодцами глубиной 5-10 м.

На основании изучения и интерпретации материалов промысловой геофизики и построения региональных и детальных корреляционных схем, в настоящее время в альбском водоносном комплексе выделяется до 7 относительно разобщенных друг от друга водоносных горизонтов. При этом в гидрогеологическом отношении нижняя половина разреза (IV-VI и особенно VII горизонты) на большей части Южного Мангышлака, за исключением площадей Асарского и Узеньского месторождений, остается слабо изученной.Подземные воды некоторых горизонтов альбского комплекса вскрыты и опробованы совместно в 1970-1980 гг. на водозаборах технической воды во впадинах Узень и Асар, а также в зоне структур Карашек и Сарой при производстве поисково-разведочных гидрогеологических работ. Представлены отложения нижнего и среднего альба серыми, зеленовато-серыми мелкозернистыми песками, чередующимися с пластами темно-серых и черных песчаных глин, песчаников. Песчанистость разреза увеличивается к верхнему альбу.

Результатами раздельного опробования водоносных горизонтов альбского яруса на Асарском водозаборе подтверждена общая тенденция увеличения минерализации подземных вод с глубиной, которая в зоне Жетыбай-Узеньских структур остается в пределах 10-15 г/дм^3 с увеличением до 30-50 г/дм^3 к южным границам района. Разница других параметров водоносных горизонтов, в частности, пьезометрических напоров во впадине Асар не отмечена, хотя с погружением слоев и увеличением их мощности на других участках можно ожидать различие не только в качественных показателях пластов.

Из выделенных 7 водоносных горизонтов хорошо изучены подземные воды I-III альбских горизонтов, которые являются основными рабочими (эксплуатируемыми) на Куюлусском водозаборе. Наиболее перспективным из них является I альбский водоносный горизонт, на который приходится до 75-80 % всей отбираемой воды по водозабору. Водовмещающими породами являются три слоя песков и песчаников общей мощностью до 40-50 м, разделенных глинами от 2-5 до 20 м. К выходам в Уланакской долине, как пласты глин, так и горизонты песков выклиниваются с уменьшением их мощности.

В предгорьях и долинах Каратау (Уланак-Куйбышево) воды I альбского горизонта являются пресными (до 1-1,5 г/дм^3), в зоне Куюлуса (впадина Карагие) минерализация их увеличивается до 2-4 г/дм^3 и на определенном расстоянии от области питания слабоминерализованные воды образуют в плане линзу, раскрывающуюся к предгорьям Каратау. Отметки пьезометрической поверхности подземных вод I альбского горизонта от 127 м в области питания до +88 м в Узеньской впадине и +67 на п-ве Тюбкараган. Водообильность пород высокая, дебиты скважин составляют до 30-40 дм^3/с на самоизливе (Карагие). Удельные дебиты от 0,40 до 2,25 дм^3/с.

На запад, юг и восток от Куюлусского водозабора минерализация подземных вод увеличивается до 8-12 г/дм^3 и в этих же направлениях наблюдается смена химического состава вод с сульфатно-хлоридного до хлоридного натриевого. Температура подземных вод изменяется от 10-15°С (зона Каратау) до 25-45°С (впадина Карагие). Нижние (II-III) и последующие водоносные горизонты в той или иной мере повторяют характеристики и параметры верхних горизонтов с закономерным повышением с глубиной общей минерализации, напоров и температуры подземных вод с одновременным уменьшением площади опресненной (Куюлусской) линзы до полного исчезновения ее к IV-V горизонтам.

С водоносными горизонтами альбских отложений связаны месторождения минеральных вод в г. Актау и пос. Курык (Ералиево).

Питание и разгрузка подземных вод рассматриваемого комплекса происходит сложными путями.Благоприятные условия для питания и формирования ресурсов подземных вод отмечается лишь на ограниченных участках Центрально-Мангышлакской зоны поднятий (около 7 тыс. км^2), где водоносные породы выходят на дневную поверхность или залегают под маломощным чехлом покровных отложений. На остальной территории питание и восполнение их происходит тем медленнее, чем глубже они залегают.

Наиболее благоприятная обстановка как для инфильтрации атмосферных осадков, так и для проникновения паводковых вод наблюдается в Прикаратауских долинах с водосборных площадей Каратауских и Актауских гор. Следует отметить, что в условиях Мангышлака с ограниченным количеством атмосферных осадков (порядка 150 мм), выходы на дневную поверхность альб-сеноманских отложений вовсе не гарантируют формирование в них пресных вод, хотя они являются местными областями их питания. Практически все колодцы и скважины, пройденные в зонах выходов альбских отложений, за исключением участка Уланак-Куйбышево, вскрывают солоноватые и соленые воды. В то же время на значительном удалении от современных выходов альбских отложений, в зоне погружения выявлены и разведаны Северо-Актауское и Куюлусское месторождения слабоминерализованных вод в виде «линз», отделенных от области питания.К.Ф. Орфаниди (1957-1960 гг.) это явление считал результатом вторжения (инфильтрации) континентальных вод в период минувших геологических эпох, отличавшихся более влажным климатом. Затем произошла смена климата в сторону усиления континентальности и данному этапу соответствует образование соленых вод в пределах современных выходов пород. Однако, других аналогичных участков или линз на Мангышлаке не выявлено, хотя в те же геологические эпохи

восточное продолжение Каратауских структур, Беке-Башкудукская и некоторые другие зоны были раскрытыми в большей степени, чем северные и южные склоны гор Актау. Поэтому, не отрицая полностью вышеуказанную точку зрения, ряд исследователей (Ж.С. Сыдыков и др., 1970 г.) склонны отдать предпочтение роли Прикаратауских долин и так называемых «капов» (поперечных долин прорыва от Каратауских долин), по которым проходит огромная масса паводковых и ливневых вод, пересекая на своем пути выходы водопроницаемых альб-сеноманских отложений, что в свою очередь обеспечивает усиленное подпитывание последних, равносильное погружению в пласты части поверхностного стока или искусственному восполнению запасов подземных вод. Конфигурация линз, от которых языки пресных вод направлены в сторону «кап», является косвенным подтверждением высказанного.Наличие разгрузки подземных вод комплекса предполагается в глубоких впадинах типа Карагие, где К.Ф. Орфаниди установил опреснение сеноманского водоносного горизонта за счет разгрузки вод I альбского горизонта, вдоль разломов и в котловине Каспийского моря.

Подземные воды альбского комплекса имеют большое народнохозяйственное значение. Разведанные и утвержденные запасы слабоминерализованных вод служат источником хозяйственного и технического водоснабжения различных объектов, включая г. Актау, а также для оазисного орошения земель и обводнения пастбищ. Высокоминерализованные воды используются при разведке и разработке нефтяных месторождений. Имеются большие возможности использования их в бальнеологических целях благодаря ионному составу, температуре, содержанию терапевтически активных компонентов (брома, кремния, йода, сероводорода, органических веществ и др.).

Отложения юрской системы, с которыми связаны основные промышленные запасы нефти и газа в Южном Мангышлаке представлены всеми тремя отделами. В гидрогеологическом отношении определенный интерес представляют отложения средней юры, так как породы верхнего и нижнего отделов представлены преимущественно глинами, чередованием аргиллитов, алевролитов, мергелей. К тому же они развиты только на больших глубинах и не имеют выходов на поверхность. Поэтому ниже приводим характеристику подземных вод юрской системы по толще средней юры, которая в зоне Жетыбай-Узеньских структур представлена песками, алевролитами, углистыми сланцами и песчаниками.

Пьезометрический уровень подземных вод здесь устанавливается на глубине 135-154 м от поверхности земли. Величина напора достигает более 2000 м. В районе гор Каратау и Огюзской антиклинали развиты воды грунтового типа с минерализацией 2-10 г/дм^3. На Беке-Башкудукской антиклинали верхняя часть разреза представлена глинами, глубина залегания водопроницаемых слоев здесь составляет 150-180 м, уровень подземных вод устанавливается на 25-30 м при напоре над кровлей горизонта 130-150 м. Минерализация подземных вод не превышает 10 г/дм^3. Однако с погружением пластов минерализация вод увеличивается от 15-35 до рассолов (157 г/дм^3) на глубине 1500-2000 м. Соответственно в ионном составе вод преобладает хлор и натрий, иногда рассолы хлоридного кальциево-натриевого типа глубокой метаморфизации. Дебиты

скважин небольшие от 0,5-1,0 дм^3/с до 3-5 дм^3/с, температура воды на больших глубинах достигает 90ºС.

Сильно дислоцированные и метаморфизованные породы пермотриасового (Каратауского) комплекса, слагающие Каратауский массив, представлены песчаниками, сланцами, аргиллитами, алевролитами и известняками. С поверхности породы разбиты густой сетью трещин различного происхождения, имеются также многочисленные разломы регионального и местного характера, которые в совокупности с гипсометрическим положением и относительно благоприятными климатическими условиями местности создают предпосылки для формирования значительных ресурсов пресных подземных вод. Они могут быть как грунтовыми, так и носить напорный характер, выклиниваются в виде родников (порядка 40) с суммарным дебитом более 70-80 дм^3/с. Дебиты отдельных родников достигают 3-6 дм^3/с (Тущибек, Шаир, Онды, Агашты и др.) воды их, как правило, пресные. В зонах разломов дебиты скважин достигают 10-12 дм^3/с, по мере производства откачек они уменьшаются до 2-3 дм^3/с.

Состав вод чаще всего сульфатно-гидрокарбонатный или гидрокарбонатно-сульфатный натриевый. Питание водоносного комплекса осуществляется по всей площади распространения за счет инфильтрации атмосферных осадков. Воды Каратауского комплекса играют существенную роль в питании всех прилегающих других более молодых водоносных комплексов, и используются для водоснабжения целого ряда населенных пунктов, включая станции и райцентр Шетпе.В зоне глубокого погружения комплекса на 2-3 км подземные воды не изучены. Судя по материалам глубокого бурения на Устюрте (Узбекистан), они могут содержать хлоридные кальциевые рассолы (100-150 г/дм^3) с температурой 80-100°С.

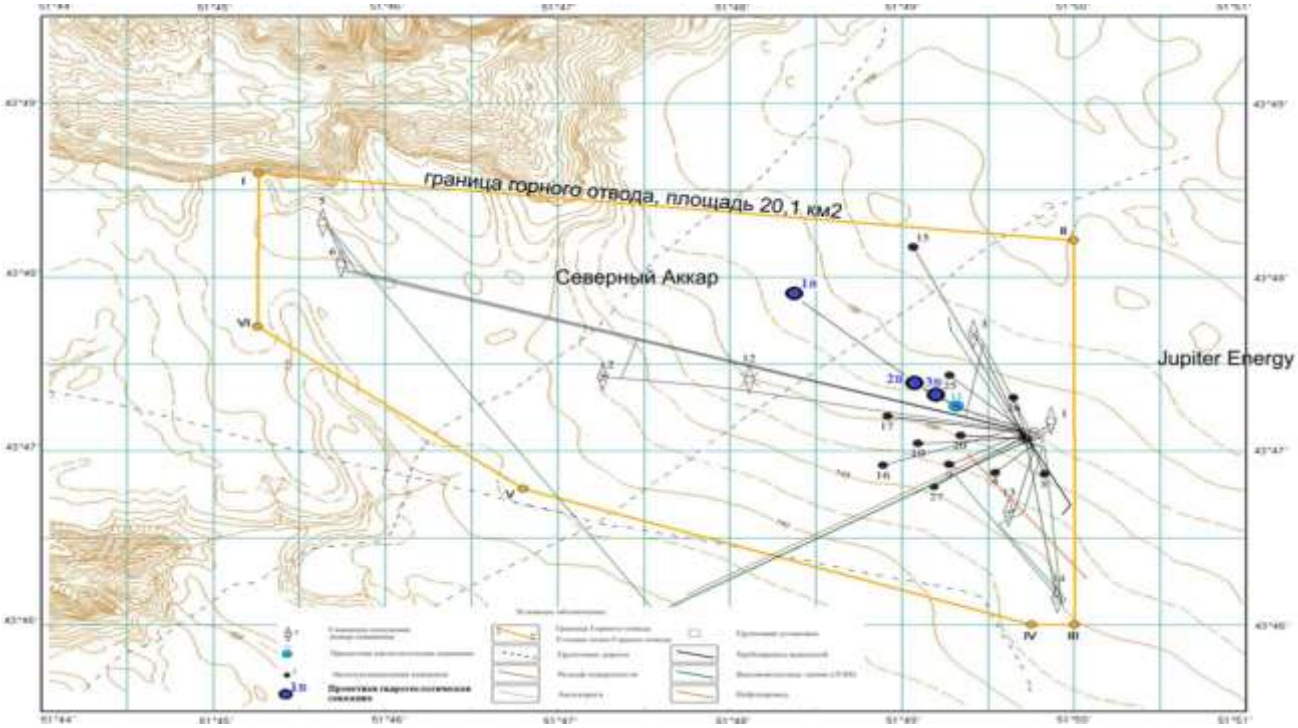

Рисунок 4.2.- Схема расположения скважин и объектов обустройства на месторождении Северный Аккар в границах Горного отвода

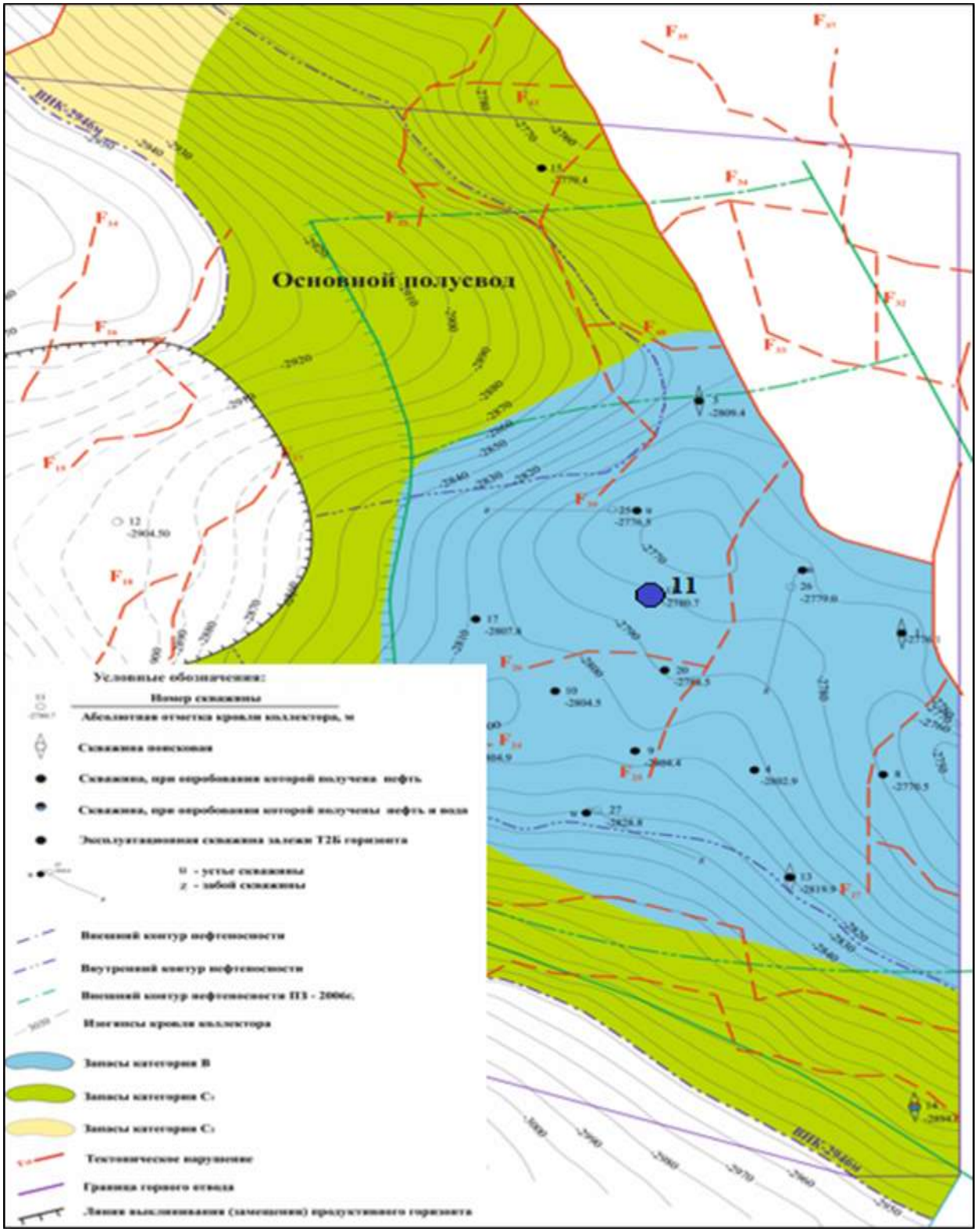

Рисунок 4.3- Северный Аккар структурная карта по кровле коллектора залежи Т2Б

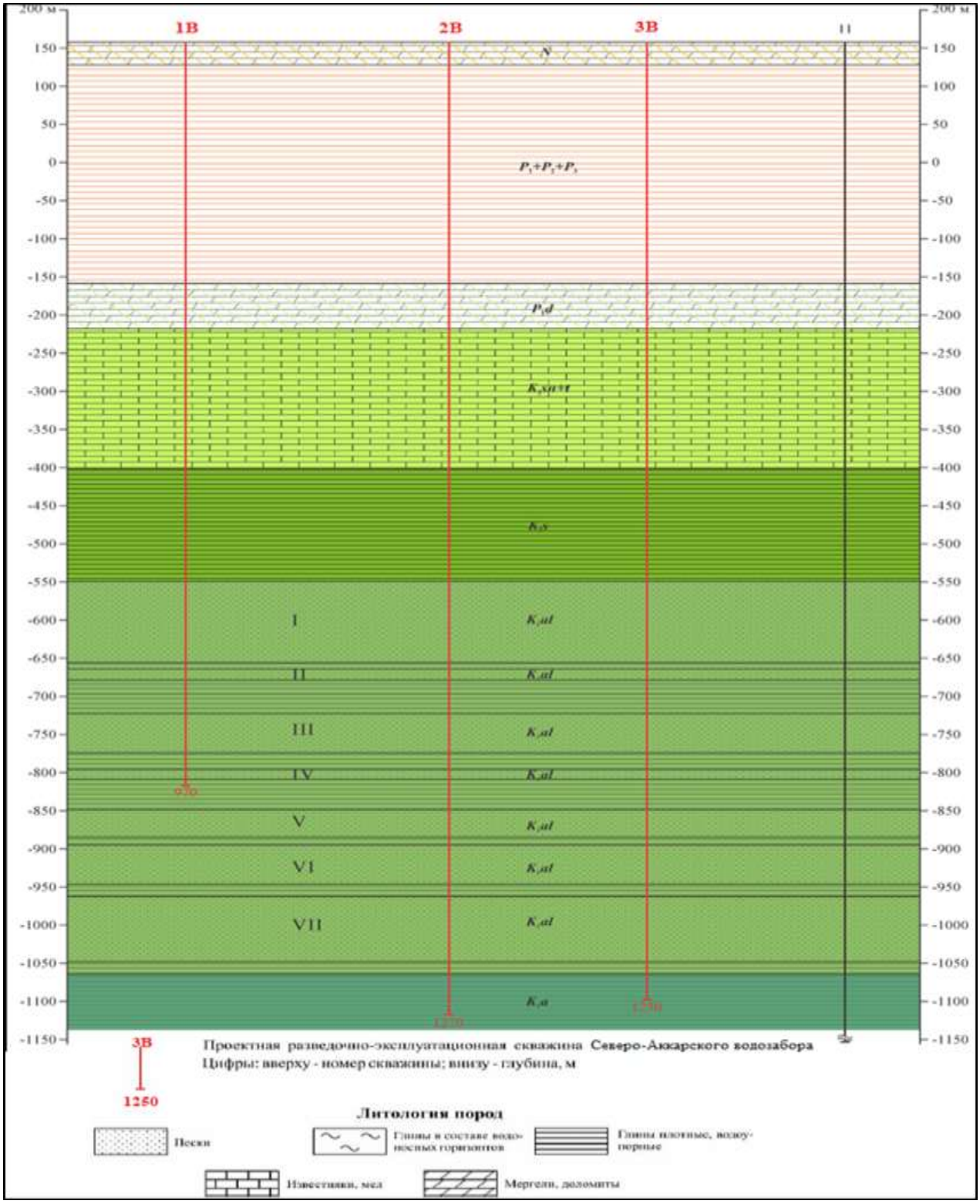

Рисунок 4.4.- Проектный схематический гидрогеологический разрез по линии скважин 1В-2В-3В-11

Геологическое строение Меловая система (К)

В меловой системе выделяются нижний и верхний отделы.

Отложения нижнего отдела представлены породами валанжинского, готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов. Валанжинский ярус (К1v)

Отложения валанжинского яруса трансгрессивно залегают на подстилающих породах кимеридж-титона. В подошве залегают известняки зеленовато-серые, доломитизированные с прослоями органогенного песчаника. Верхняя часть разреза сложена преимущественно песчаниками терригенными и карбонатными с включением фосфоритовой гальки и зерен глауконита. Возраст отложений устанавливается по комплексу микрофауны фораминифер изученных из валанжинских отложений месторождений в пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени.

Толщина отложений валанжинского яруса изменяется в пределах 107-113 м.

Готеривский ярус (К1h) Отложения готеривского яруса залегают несогласно на породах валанжина и представлены в основном глинами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Глины серовато-зеленые, известковистые плотные, тонкослоистые с отпечатками раковин фауны двустворчатых моллюсков. Верхняя часть разреза сложена песчано-алевролитовыми породами. Песчаники светло-серые, плотные массивные, мелкозернистые, карбонатные. Алевролиты полимиктовые с карбонатным цементом. В кровле прослеживаются известняки светло-серые массивные, органогенно-детритовые. В основании разреза залегает базальный горизонт с фосфоритовой галькой.Готеривский возраст отложений устанавливается по комплексу фораминифер.Толщина отложений готеривского яруса изменяется от 33 до 47 м.

Барремский ярус (К1br)

Отложения барремского яруса залегают без видимого углового несогласия на породах готерива и трансгрессивно перекрываются отложениями апта. Литологически они представлены красными, буровато-красными, зелеными глинами, песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями мергелей и глинистых известняков. В нижней половине разреза преобладает красноцветная окраска пород, в верхней - серая и зеленовато-серая.

Барремский возраст отложений определяется по редким остаткам пресноводной фауны двустворчатых моллюсков и микрофауны остракод, а также по положению в разрезе между палеонтологически охарактеризованными породами апта и готерива. Литологические особенности пород и характер органических остатков указывает на формирование отложений баррема в континентально-лагунных условиях.Толщина отложений барремского яруса изменяется от 188 до 197 м.

Аптский ярус (К1ар)

Отложения аптского яруса залегают трансгрессивно на подстилающих пестроцветных отложениях баррема. Это подтверждается тем что в основании разреза залегает пласт разнозернистого карбонатного песчаника с фосфоритовыми желваками толщиной 3-5 м – «нижнеаптская плита». Выше разрез представлен глинами темно-серыми до черных, плотными слюдистыми, септариевыми с прослоями песчаников серых, мелкозернистых с остатками фауны, алевролитов крупнозернистых, мергелистых глин и редких мергелей.

Аптский возраст отложений в разрезах скважин Жетыбай-Узеньской тектонической ступени устанавливается по микрофауне фораминифер и миоспорам. Комплекс органических остатков характерен для открытых морских бассейнов нормальной солености.Толщина аптских отложений изменяется в пределах от 89 до 107 м.

Альбский ярус (К1al)

Отложения альбского яруса представлены мощной толщей песчано-глинистых пород, по соотношению которых и палеонтологическим данным выделяются три подъяруса. В основании нижнего альба залегают песчаники с кварцевой галькой, указывающей на перерыв в осадконакоплении между аптом и альбом.Выше разрез представлен равномерным чередованием песчаников серых, зеленовато-серых, мелкозернистых с включением пирита и глауконита, алевролитов серых мелкозернистых плотных, глин темно-серых, алевритистых с включением караваеобразных конкреций песчаников и мергелей.

Верхнеальбские отложения сложены песчаниками серыми мелкозернистыми с прослоями глин плотных темно-серых слюдистых и алевролитов зеленовато-серых, мелкозернистых, глауконитовых.

Альбский возраст отложений определяется по составу разнообразной макро - микрофауне: аммоноидеи, двустворчатые моллюски, фораминиферы, и миоспорам. Наиболее многочисленной группой органических остатков в образцах керна являются фораминиферы и миоспоры.

Толщина отложений альбского яруса изменяется в пределах от 496 до 509 м.

Верхний отдел (К2)

В пределах Южного Мангышлака верхнемеловые отложения вскрыты во всех структурно-фациальных зонах. Граница между отложениями верхнего и нижнего мела устанавливается по смене комплексов палеонтологических остатков, так как литолого-фациальный состав альб-сеноманских отложений сходен. Граница с палеогеновыми отложениями выражена поверхностью несогласия, размывом, приуроченным к подошве датского яруса.

Сеноманский ярус (К2cm)

Сеноманские отложения представлены толщей морских, песчано-глинистых пород. В подошве разреза залегает пласт фосфоритового песчаника, по которому проводится граница с литологически сходными отложениями альбского яруса по

характерным комплексам фауны. Выше разрез представлен чередованием песчаников зеленовато-серых, желто-бурых, полимиктовых разнозернистых, глин зеленовато-серых плотных пластичных с остатками фауны, алевролитов серых, зеленовато-серых, глинистых.

Толщина отложений сеноманского яруса изменяется в пределах от 155 до 174 м.

Сенон-туронский надъярус (K2sn-t)

Нерасчлененные отложения сенон-турона представлены мело-мергельной толщей: известняками глинистыми, мелоподобными, мергелями, голубовато-серыми, переходящими в мелоподобные разности, писчим белым мелом различной плотности. В основании разреза залегают песчаники серые с фосфоритовой галькой и конкрециями фосфоритов. По всему разрезу отмечается богатая и разнообразная макро-микрофауна: аммоноидеи, иноцерамы, брахиоподы, белемниты, фораминиферы. Литологические особенности и состав фауны свидетельствует о существовании в турон-сеноманское время устойчивого нормального морского бассейна.Толщина сенон-туронских отложений изменяется в пределах от 167 до 196м.

Кайнозойская группа (Kz)

Палеогеновая система (P)

Датский ярус (P1d)Отложения датского яруса залегают с размывом на подстилающих породах сенон-турона. Литологически датские отложения представлены чередованием известняков и мергелей. Известняки светло-серые, зеленовато-серые, плотные, массивные, редко органогенно-обломочные с включением фауны. Мергели белые, голубовато-белые, пелитоморфные с включением пирита и кремниевых конкреций.

Толщина отложений датского яруса изменяется незначительно от 60 до 75 м.

Палеоцен-эоцен-олигоцен (P1-P2-P3)

В составе палеогеновых отложений выделяются две разнофациальные и разновозрастные толщи: мергельно-известковистые породы палеоцена и эоцена (P1-P2) и сероцветные глины олигоцена (P3).

Палеоцен-эоценовые отложения представлены мергелями светло-серыми, голубовато-серыми с пиритом, известняками зеленовато серыми песчанистыми с нуммулитами.

В верхах разреза преобладают глины и мергели светло-шоколадные, тонкослоистые с обилием рыбных остатков. Над ними залегает монотонная толща глин с фауной двустворчатых моллюсков и фораминифер олигоцена. Литологически отложения олигоцена (P3) представлены глинами зеленовато-серыми, темно-серыми, алевритистыми, с включением пирита, гипса, конкреций сидерита и с обильными рыбными остатками (верхи олигоцена, рыбная свита).

Литофациальные особенности и состав органических остатков свидетельствуют о разнообразных условиях осадконакопления от прибрежных, мелководных (палеоцен-эоцен) до относительно глубоководных (олигоцен).

Толщина палеогеновых отложений (без датского яруса) изменяется от 268 до 326м.Неогеновая система (N)

Отложения неогена представлены мергельно-глинистыми и известковистыми породами, залегающими с размывом на глинистой толще олигоцена. В отдельных разрезах прослеживается карбонатная пачка тортонского и известняков-ракушняков сарматского яруса, сохранившаяся от размыва неогеновой трансгрессией. Возраст отложений обоснован фауной двустворчатых моллюсков, указывающих на мелководно-прибрежные условия седиментации.

На площади Северный Аккар толщина неогеновых отложений изменяется в пределах от 30 до 44 м.

Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения в разрезах скважин Южного Мангышлака представлены различными генетическими типами континентальных образований: глины, суглинки, пески, супеси, гравий.Толщина отложений 3-5 м.

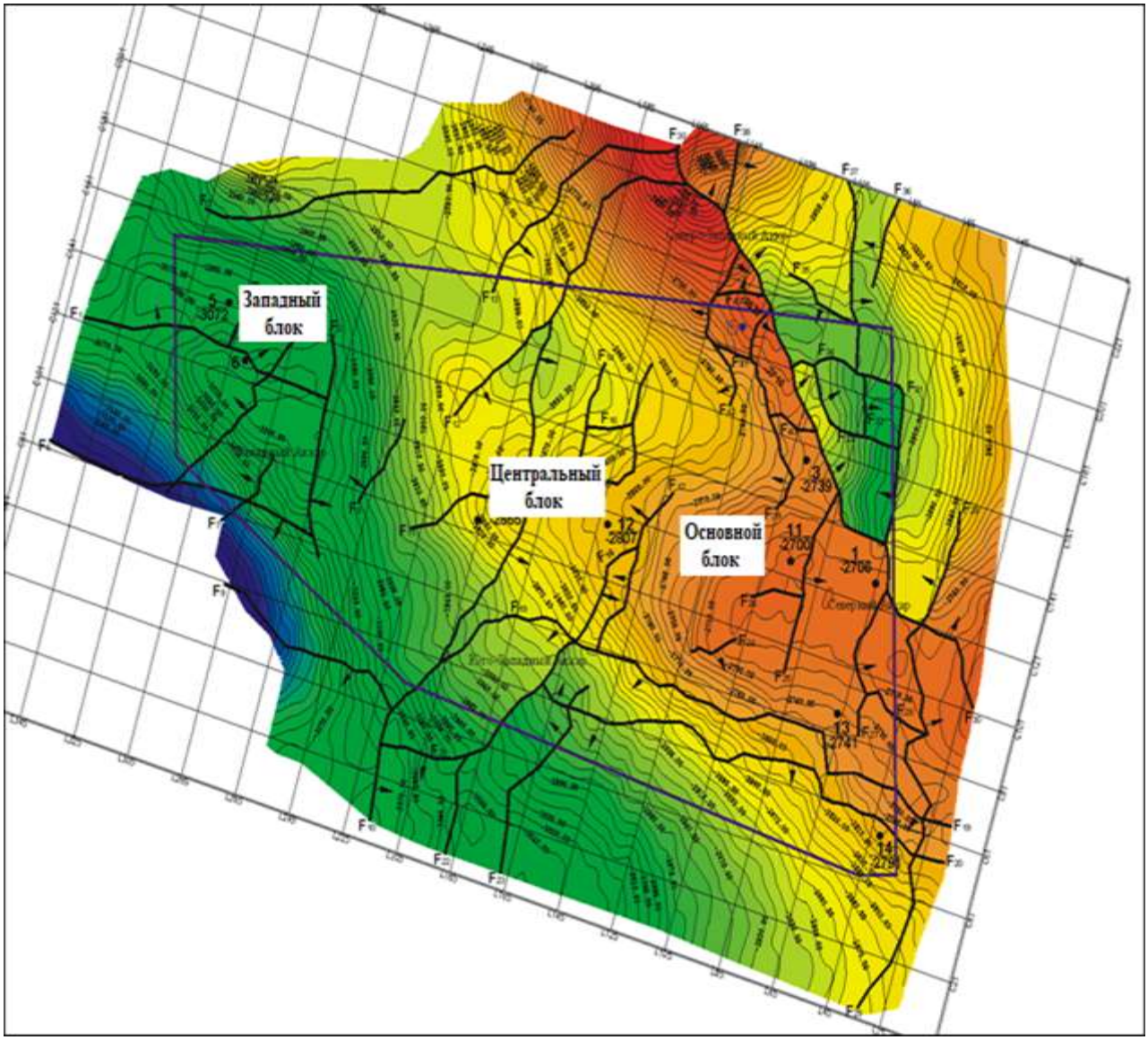

Рисунок 4.5- Северный Аккар. Структурная карта по отражающему горизонту V_2^{II}

Гидрогеологическая характеристика участка месторождения Северный Аккар

Объектом поисково-оценочных работ на подземные воды являются альбские отложения, а комплексное геологическое изучение недр по проведению опытно-промышленных испытаний, технической возможности закачки воды в продуктивные горизонты, также включают карбонатные отложения среднего триаса.

В гидрогеологическом отношении месторождение Северный Аккар расположено в пределах Южно-Мангышлакского артезианского бассейна, где получили развитие водонапорные режимы различных генетических типов.

По региональным изучениям в осадочном чехле бассейна на рассматриваемой территории отмечается вертикальная гидрогеологическая зональность. В пределах месторождения Северный Аккар также выделяется два гидродинамических этажа

– верхний, соответствующий зоне интенсивного водообмена, преимущественного распространения вод инфильтрационного генезиса и нижний – где получили развитие литогенные воды. Между этими этажами, в интервале глубин 1800-2200 м, выделяется своеобразная переходная зона, в литохимическом смысле представляющая собой зону перехода от зоны гипергенеза к зоне катагенеза, соответствующая верхнеюрскому флюидоупору. В составе нижнего этажа выделяются два гидрогеологических яруса – верхний, элизионных вод юрской толщи и нижний, квазиэлизионных вод триаса.

Пластовые воды юрского комплекса напорные, рассолы хлоркальциевого типа. Плотность вод составляет 1,08-1,09 г/см3, минерализация 134,6-149,4 г/л, метаморфизованность высокая, сульфатность низкая.

Водоносность триасовых отложений носит локальный характер и, в большинстве случаев, ограничивается размерами локальных структур. В работе (КазНИПИнефть, дог. № 66/90, 1990 г.) на примере детально изученных месторождений (Северно-Ракушечное, Южный Жетыбай, Тасбулат, Оймаша и др.) было установлено, что при удалении от внешнего контура нефтеносности происходит резкое сокращение эффективных толщины, выделенных интервалов коллекторов и законтурные скважины не вскрывают водонасыщенных интервалов. В связи с этим при характеристике гидрогеологических особенностей триасовых отложений используется термин «подземные воды триасовых отложений зон развития коллекторов».

Характеристика гидрогеологических условий в пределах месторождения приводится по материалам испытаний и опробования объектов, из которых получены притоки пластовых вод.

На месторождении Северный Аккар устойчивые переливающие притоки пластовых вод получены в скважинах 1, 3, 6 из среднеюрских терригенных отложений. Слабые притоки воды (совместно с технической) с буровым раствором получены при опробовании в колонне среднетриасовых отложений (вулканогенно-доломитовая толща) в скважинах 2 (интервалы 3223-3234, 3240-3247, 3255-3258 м) и 14 (интервалы 3107-3117 м). По лабораторному изучеию физико-химических свойств вод, три из пяти признаны не кондиционными.

В июле 2012 г. (после ПЗ 2006 г.) на месторождении, при совместном испытании в процессе бурения, среднеюрских и среднетриасовых отложений получен приток пластовой воды в скважине 15 (интервал 2760-2810 м) с расчетным дебитом Qв+ф.бур.р = 670 м3/сут. По химическому составу проба отнесена к водам юрских отложении. Анализ воды производился группой исследования подземных вод ТОО «КазНИПИмунайгаз».

В таблице 5.1 представлены результаты анализов химического состава и физических свойств отобранных проб воды. Практически не охарактеризованы воды верхне и нижнетриасовых отложений.

Основные выводы исследований гидрогеологических условий на месторождении базируются на данных опробования двух водоносных объектов, которые охарактеризованы тремя химическими анализами, результатами наблюдений за гидродинамическими уровнями, дебитами скважин и температурой [14].

Гидродинамическая характеристика водоносных горизонтов

Водосодержащие отложения среднего триаса представлены вулканогенно-карбонатным комплексом пород. Как правило, это доломиты, известняки и туфы.

Емкостно-фильтрационные свойства пород, содержащих пластовую воду в некоторой степени, характеризуют дебит перелива, полученный по скважине 2, который составил 1,24 м3/сут., (интервал 3223-3234, 3240-3247, 3255-3258 м). В скважине 14 при опробовании интервала 3107-3117 м получен приток пластового флюида дебитом 24,6 м3/сут., при среднединамическом уровне 530 м. Удельный вес пластовых вод среднетриасовых отложений изменяется от 1,013 до 1,023 г/см3, при замеренных пластовых давлениях 31,6-34,6 МПа.

Гидрохимическая характеристика вод

Гидрохимические анализы подземных вод выполнены в лабораториях КазНИПИмунайгаз и КазНИГРИ. Результаты их представлены в таблице 5.1.

№ скв.	№ пробы	Горизонт	Интервал опробования, м	Глубина отбора пробы, м	Дата отбора	Плотность 20 °С, г/см^3	Минерализация, г/л	Содержание компонентов, мг/л; мг.экв/л					
								Cl-	SO^{-2}_4	HCO_{-3}	Ca+2	Mg^{+2}	Na+
2	1	T_2	3223-3234 3240-3247 3255-3258	3210	31.12.92	1,013	22,0	12656 356,5	631,3	854 14	1407	1089	8183 355,8
	2				21.01.93	1,013	23,1	12656 356,5	94,2 2	1561,6 25,6	1608	484	8558 372,1
2	3*	T_2	3181-3184 3192-3194 3199-3207	3100	01.03.93	1,010	13,1	5669 159,7	2935 61,1	122 2	40020	70858	3307 143,8
14	4*	T_2Б	3107-3117	устье	26.04.04	1,023	35,8	20037 565,2	178,1 3,7	1877 30,8	32016	726,0	13287 577,7
14	5*	T_2	3089-3095	3060	15.07.04	1,012	17,2	8012 226	3233 67,3	98 1,6	50125	97380	4367 189,9
15	6	J_2a+ T_2	2760-2810		27-29.07.12	1,098	141,5	87967,4	414,2	82,35	7665,3	3526,4	-

Примечание: – Пробы не кондиционные по лабораторным результатам анализов.

Из представленных в таблице 5.1 анализов видно, что общая минерализация пластовых вод среднетриасовых отложений изменяется от 22 до 35,8 г/л.

По региональным исследованиям химического состава, воды юрских и верхнетриасовых (Северное Карагие, Северо-Западный Жетыбай) горизонтов являются хлоркальциевыми (по В.А Сулину), среднетриасовые – гидрокарбонатно-натриевые. Данные исследования подтверждают наличие явно выраженной гидрохимической инверсии на месторождениях. Маломинерализованные воды триасовых отложений имеют повышенные (более 1,5 г/л) концентрации гидрокарбонат иона при невысоком содержании в них ионов кальция и магния. Изменение типа воды связано с присутствием техногенных вод. Присутствие незначительной доли техногенных вод, зафиксированной в пробе 1, привело к изменению типа воды на хлормагниевый. Вода пробы 3, отобранная 9.03.93 г. в интервале 3181-3184, 3192-3194, 3199-3207 м, относится к хлоркальциевому типу. Имеет минерализацию 13,1 г/л, содержит 2934,8 мг/л сульфатов (см.ниже). Она по своему составу аналогична морской воде, на которой проводилось бурение. Проба 5, отобранная из скважины 14 с глубины 3060 м (интервал перфорации 3089-3095 м) относится к хлормагниевому типу, имеет минерализацию 17,2 г/л и содержит повышенное количество сульфат ионов – более 3 г/л, что указывает, как и в пробе 3, на техногенный характер вод. Следовательно, качественных, кондиционных проб пластовой воды из интервалов карбонатных отложений среднего триаса получить не удалось. Показательной является величина натрий хлорного коэффициента, который для отложений среднего триаса составляет 1,13-1,19 (Северное Карагие, Ащиагар), а для Северного Аккара, скважины 2 и 14 он несколько ниже – 1,02 - 1,04. Для отложений верхнего триаса этот коэффициент еще ниже и равен 0,8 (Северное Карагие).

Микрокомпонентный состав подземных вод *среднего триаса* анализировался по пробе 2, по которой определено содержание кремния (0,7 мг/л), аллюминия (1,16 мг/л), марганца (1,62 мг/л) и брома (32 мг/л), что характерно для триасовых вод. Исключение составляют стронций (46,4 мг/л) и ванадий (1,6 мг/л). В маломинерализованных водах триаса концентрация стронция не превышает 6,4 мг/л, а ванадий ранее был обнаружен лишь в юре (скв.13 Западный Тенге).

Наиболее контрастно инверсия вертикальной химической зональности подземных вод выражена на Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, Песчаномысско-Ракушечной зоне и Карагиинской седловине Южно-Мангышлакского артезианского бассейна. Степень понижения минерализации пластовых вод доюрских коллекторов по сравнению с вышележащими горизонтами достигает 7-8 раз. Инверсия носит сложный характер и проявляется в пределах разбуренных площадей в разной степени. Это связано с мозаичным распространением вод пониженной минерализации, как в плане, так и в разрезе триаса. Воды пониженной минерализации в доюрском разрезе являются чужеродными (возможно, ювенильными, глубинного генезиса) и имеют очаговый характер распространения.

Согласно приведенным данным, подземные воды месторождения не представляют практического интереса в качестве источника гидроминерального сырья, в связи с их низкой водообильностью и не рекомендуется использовать в качестве теплоносителя.

Геотермическая характеристика

Геотермические условия залежей месторождения Северный Аккар не изучались, но приуроченность месторождения к группе месторождений Жетыбай-Узенской тектонической ступени дает возможность предположить, что месторождения Жетыбай-Узенской тектонической ступени имеют близкие геотермические характеристики.

Наиболее подробно геотермические условия изучены в скважинах с установившимся тепловым режимом Жетыбайского и Южно-Жетыбайского месторождений. По результатам замеров построены графики изменения температуры с глубиной и геотермической ступени (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**). Замеры температур производились ртутными максимальными термометрами.

На месторождении Северный Аккар замеры пластовых температур проводились в процессе опробования. Так, на Основном полусводе, пластовая температура вулканогенно-карбонатной толщи изменяется от 110 ^{o}C (скважина 1, глубина 2900 м) до 118 ^{o}C (скважина 14, глубина 3117 м). На Центральном полусводе (район скважины 2) пластовая температура на глубине 3100 м составляет 121 ^{o}C, а на глубине 3200 м – 126 ^{o}C.

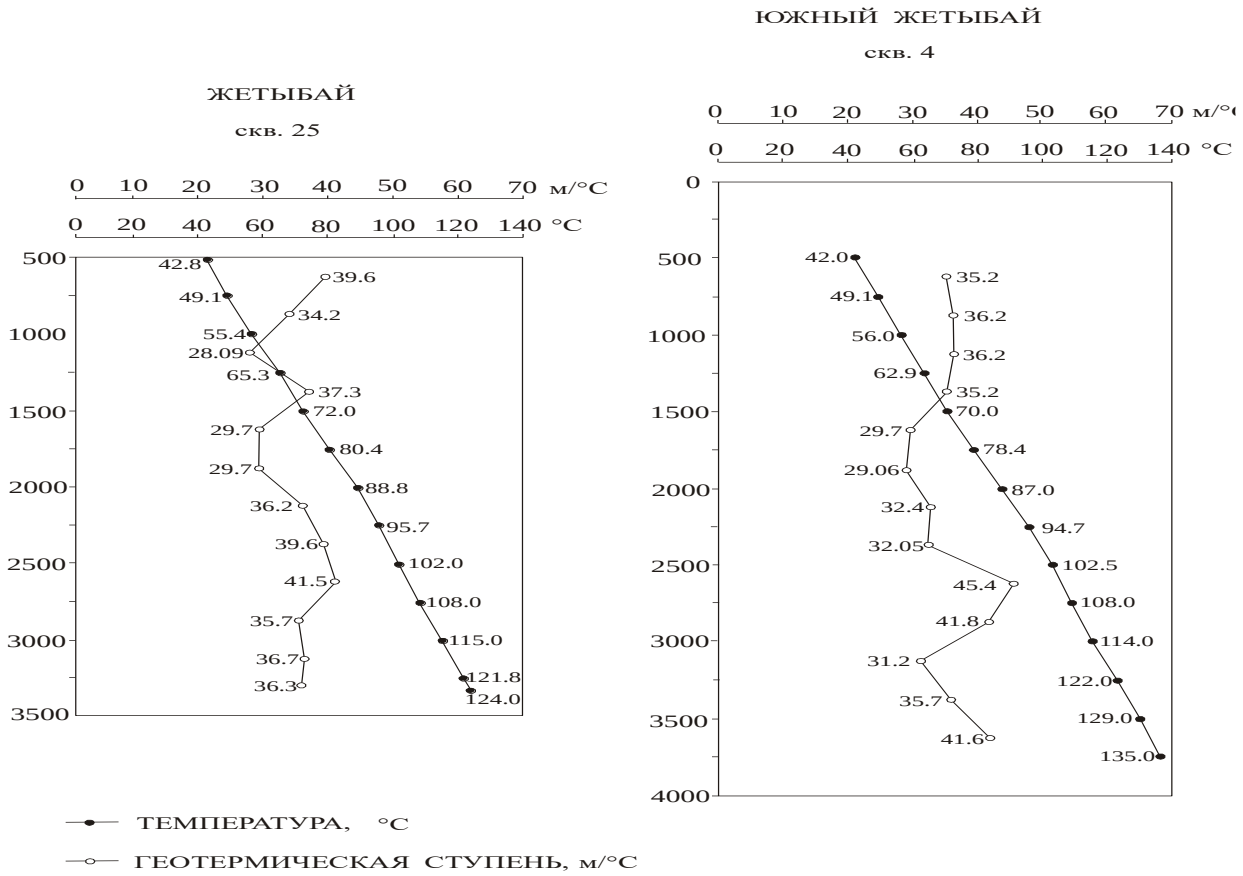

Рисунок 4.6- Графики изменения температуры и геотермической ступени

На основании степени геологической и гидрогеологической изученности участка работ месторождения Северный Аккар можно сделать следующие выводы:

- В гидрогеологическом отношении целевой - альбский водоносный комплекс на участке будущего водозабора Северного Аккара практически не изучен, в связи с чем в качестве аналогов далее использованы материалы гидрогеологических исследований альбского комплекса участков Жетыбайского, Асарского, Куюлусского, Узенского водозаборов;
- Из выделенных 7 водоносных горизонтов хорошо изучены подземные воды I-III альбских горизонтов, которые являются основными рабочими (эксплуатируемыми) на Куюлусском водозаборе для водообеспечения Мангистауской области, г. Актау. Наиболее перспективным из них является I альбский водоносный горизонт, на который приходится до 75-80 % всей отбираемой воды по водозабору.
- Отсутствуют качественные, кондиционные пробы пластовой воды из интервалов карбонатных отложений среднего триаса (ниже следует);
- Отсутствуют лабораторные исследования на совместимость альбских и среднетриасовых глубинных вод;

- Отсутствуют геолого-геофизические и лабораторные исследования трещинных карбонатных коллекторов среднетриасовых горизонтов (параметры, свойства, направление открытой трещинноватости – понимание динамики движение флюидов в резервуаре и т.д.).

Ниже, в разделе 5.3 представлены гидрогеологические условия альбского водоносного комплекса месторождения Северный Аккар по материалам интерпретации ГИС 20 разведочных, эксплуатационных (нефтяных) скважин и имеющимся региональным данным участков Жетыбайского, Асарского, Куюлусского и Узенского водозаборов.

5.3 Гидрогеологические условия альбского водоносного комплекса месторождения Северный Аккар Объектом разведки подземных вод на месторождении Северный Аккар является альбский водоносный комплекс, ниже дана характеристика гидрогеологических условий участка водозабора именно для этого комплекса.

По материалам бурения 20 разведочных, эксплуатационных (нефтяных) скважин м. Северный Аккар авторами работ проведена интерпретация промыслово-геофизических материалов, детальная корреляция 7 альбских горизонтов, с выдачей основных параметров пластов (Таблица 5.2, рис. 7.2).

Кровля водоносного альбского комплекса (K1al) на участке проектного водозабора вскрывается скважинами на глубинах от 700 до 740 м, его максимальная мощность достигает 500 метров. В кровле комплекса залегает слой глин мощностью более 100 м, отделяющий этот комплекс от вышезалегающих сеноманских отложений. В альбском песчано-алеврито-глинистом разрезе выделяется три толщи (снизу - вверх):

- В нижней части разреза преобладание глин темно-серых, плотных, алевритистых с обугленным растительным детритом;
- В средней части разреза - равномерное чередование песчаников, алевролитов и глин. Песчаники и алевролиты серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые, с включением пирита;
- В верхах разреза преобладают песчаники с прослоями глин зеленовато-серых, алевролиты мелкозернистые, глауконитовые.

В подошве альбского комплекса на границе с аптскими отложениями выделяются глины темно-серые до черных плотных, септариевых, с подчиненными прослоями песчаников серых, мелкозернистых, плотных, с отпечатками фауны. Аптские плотные глины, являются региональным водоупором. На участке проектного водозабора, как и во всём Южно-Мангышлакском артезианском бассейне в отложениях альба, укрупнённо выделяются 7 песчаных водоносных горизонтов. В таблице 5.2 приведены сведения о средних значениях глубин залегания и средних мощностей 7 водоносных горизонтов альба. Водовмещающие отложения представлены мелкозернистыми песками, иногда глинистыми. Разделяющие

водоносные горизонты (слабопроницаемые слои) представлены плотными глинами.

Сведения о средних глубинах залегания и средних мощностей водоносных горизонтов альба в пределах Горного отвода месторождения Северный Аккар

№ горизонтов	Глубина залегания, м		Мощность, м
	кровля	подошва	
I	718,2	821,5	103,3
II	836,9	872,5	35,6
III	884,1	944,4	60,3
IV	961,8	1001,2	39,4
V	1014,6	1050,9	36,3
VI	1059,9	1112,8	52,9
VII	1128,3	1196	67,6

В гидрогеологическом отношении альбский водоносный комплекс на участке проектного водозабора Северный Аккар практически не изучен, а на удалении порядка 22-25 км и 27-30 км, юго-восточнее участка разведан Жетыбайский и Асарский, соответственно, водозаборы (в недропользовании АО «ММГ»). По ближайшему, Жетыбайскому водозабору выполнены работы по разведке и подсчету эксплуатационных запасов технических подземных вод (альбских горизонтов) для поддержания пластового давления на месторождении Жетыбай в 2022 году. Учитывая близость расположения Жетыбайского и Асарского водозаборов к Северному Аккару, идентичность геологического строения альбских горизонтов, авторы настоящего проекта использовали полученные гидрогеологические сведения по данным объектам, как аналогам, в настоящем проекте поисково-оценочных работ. Участок разведки Жетыбайского водозабора расположен на плато между урочищем Асар и впадиной Карагие. Описание геологического строения участка дано в соответствии с принятым на месторождении Жетыбай и региональным данным стратиграфическим делением разреза при интерпретации каротажных диаграмм. Необходимо отметить, детальные отчетные материалы гидрогеологических исследований альбских водоносных горизонтов ближайшего водозабора Куюлус-Меловое в фондах АО «ММГ» и Исполнителя – отсутствуют. Первый альбский водоносный горизонт (I) вскрывается на глубинах 590-610 м и приурочен к верхней части отложений K1al3. Общая мощность горизонта 40-45 м. Горизонт опробован на участке Асарского водозабора в скважинах №№01 и 07 путем пулевой перфорации в интервалах 456-472, 487- 490, 493-500 м. Напор над устьем скважин составил +2,9 м, минерализация воды - 7,3 г/л, дебит 1 л/с, температура 26°С. По химическому составу подземные воды хлоридно-сульфатные натриевые.

Второй альбский водоносный горизонт (II) на участке проектируемого водозабора залегает на глубине 630-650 м и имеет мощность 50-55 м. подошва

приурочена к стратиграфической границе К1al3 с К1al2. Водоносными являются прослои мелкозернистого песка и рыхлого песчаника мощностью до 45 м. От первого водоносного горизонта отделяется глинистыми отложениями, которые в связи с особенностью своего строения и состава (глины, преимущественно песчанистые), по-видимому, не могул обеспечить надежную их гидроизоляцию друг от друга. Минерализация подземных вод участке Асарского водозабора - 7,3 г/ л. По химическому составу воды хлоридно-сульфатные натриевые.

Третий альбский водоносный горизонт (III) сложен мелкозернистыми песками с включением прослоев глин и рыхлого песчаника среднего альба (К1al2); отделяется от II горизонта глинистым водоупором. Кровля III водоносного горизонта залегает на глубине 690-710 м. мощность - 55-65 м. Вследствие заглинизированности горизонта в целом, его фильтрационные свойства несколько ниже по сравнению с I и II водоносными горизонтами верхнего альба. Опробован III горизонт в скважине Асар №01р путем пулевой перфорации интервала 601-617,5 м, дебит откачки составил 1,25 л/с при понижении уровня воды 13,9 м. Минерализация воды - 8,7 г/л, температура 27°С. Четвертый водоносный горизонт альба (IV) приурочен к нижней части подъяруса К1al2 с кровлей в интервале 750-784 м. От третьего водоносного горизонта отделяется водоупором мощностью до 15 м. Пятый водоносный горизонт альба (V) приурочивается к верхней части нижнего альба (К1al1). Кровля V водоносного залегает на глубине 820-830 м.
Водоносные горизонты IV и V изучались и опробовались совместно. Общая мощность этих горизонтов 70-90 м, эффективная изменяется в пределах 32-62 м.
При разведочных работах горизонты опробованы скважинами №№3, 7, 7а, 76, 11. Уровни подземных вод устанавливаются на глубинах от 57 м на северо-западе (скв. №3) до 79 м на юго-востоке (скв. №11). Величина пьезометрического напора над кровлей IV горизонта в скважинах №№3, 7,11 соответственно равны 727, 730, 710 м. Шестой альбский водоносный горизонт (VI) приурочен к средней части отложений подъяруса и вскрывается на глубинах 870-900 м.

Седьмой альбский водоносный горизонт (VII) относится к низам отложений с залеганием кровли горизонта в пределах интервалов 950-1025 м.
Общая мощность VI и VII горизонтов составляет 90-145 м при эффективной мощности 49-70 м. При разведочных работах горизонты VI и VII опробованы совместно скважинами №№4. 8. 8а. 86, 12. Уровни подземных вод устанавливаются на глубинах от 61,5 м (скв. №4) до 81 м (сквN8). Величина пьезометрического напора над кровлей VI горизонта в скважинах №№ 4, 8, 12 соответственно 811, 822, 818м. На участке водозабора ожидается вскрытие солёных вод с минерализацией порядка 5-9 г/дм3 хлоридно-сульфатного или сульфатно-хлоридно-натриевого состава (Куюлусский водозабор) Отмечается тенденция увеличения минерализации подземных вод с глубиной залегания водоносных горизонтов.

Водозаборные наблюдательные скважины №1 проектной глубиной 970 метров, №2 проектной глубиной 1270 метров закладываются на месторождении Сев.Аккар.

Рисунок 4.7- Схема расположения водозабора Куюлус-Меловое и горного отвода м. Северный Аккар (по данным космосъемки в Google)

Рисунок 4.8- Схема Горного отвода м. Северный Аккар (по данным космосъемки съемки в Google)

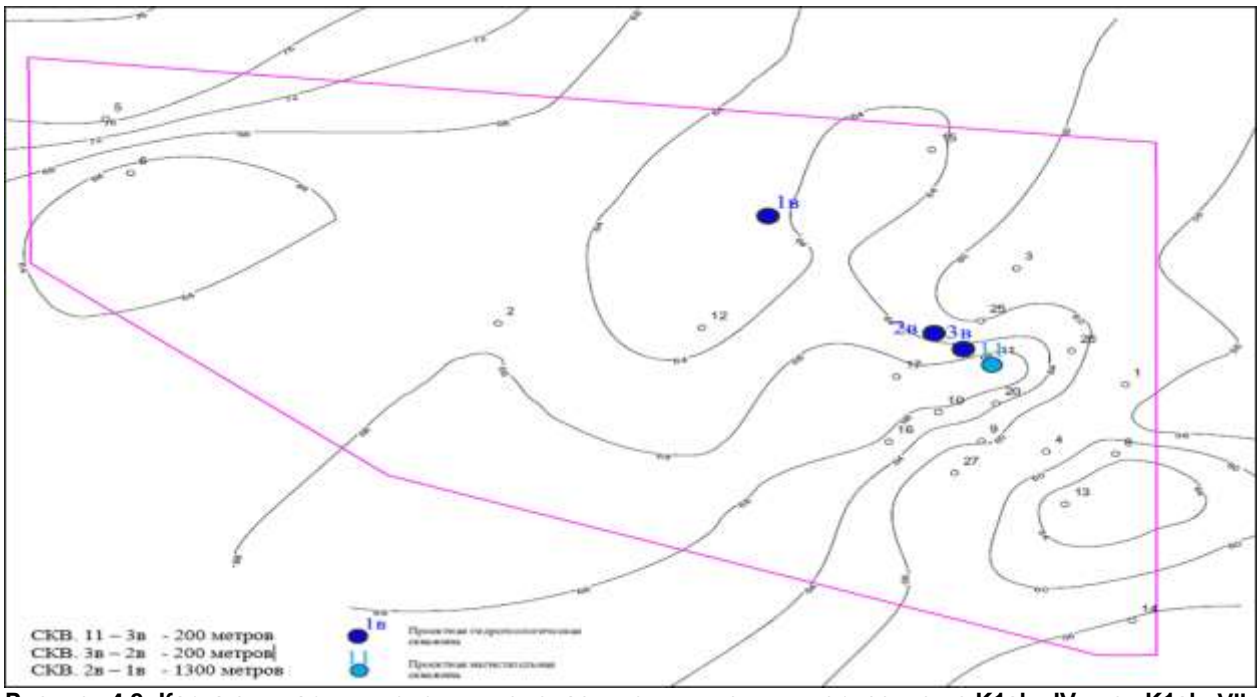

Рисунок 4.9- Карта суммарных целевых водонасыщенных толщин горизонтов с K1al – IV по K1al - VII

4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИН

Таблица 4.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	5	Четвертичн.		-	-	1,3
5	30	Неоген	N	-	-	1,3
30	317	Палеоген	P	-	-	1,3
317	377	Дат	P_1 dt	-	-	1,3
377	559	Сенон-турон	K_2, sn+t	-	-	1,3
559	729	Сеноман	K_2, cm	-	-	1,3
729	1225	Альб	K_1, aℓ	-	-	1,3
1225	1250	Апт	K_1, ap	-	-	1,3

Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы;полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Четвертичные	0	5	Пески Суглинки Супеси	100	Суглинки, пески, супеси пролювиально-делювиальные и эолового происхождения
Неоген	5	30	Мергели Глины Известняки-ракушечники	60 20 20	Мергельно-глинистые и известковистые породы. Мергели светло-серые, зелено-вато-серые с включениями пирита. Глины с примазками песчано-алевролито-вого материала. Известняки-ракушечники белые, светло-серые с прожилками гипса.
Палеоген	30	317	Мергели Известняки Глины	20 15 65	Мергели белые с сероватым оттенком, с конкрециями пирита.светло-зеленые, светлосерые, мелоподобные. Известняки коричневые, глинистые с обилием рыбных остатков. Глины коричневые, плотные обогащенные костными остатками и чешуей рыб.
Дат	317	377	Известняки Мергели Глины	25 60 15	Пелитоморфные и органогенно-обломочные известняки, в основании прослои меловых пород. Мергели серые с желтоватым оттенком, крепкие, плотные. Глины зеленовато-серые, слабопесчанистые.
Сенон-турон	377	559	Известняки Мергели Мел Песчаники	20 35 35 10	Мело-мергельная толща. Известняки глинистые. Мергели мелоподобные голубовато-серые, Мел писчий, белый, плотный, местами мягкий, рыхлый. В основании залегают песчаники серые, содержащие конкреции фосфоритов. Глины зеленовато-серые.
Сеноман	559	729	Песчаники Глины Алевролиты	30 50 20	Песчано-глинистые породы. Песчаники разнозернистые, полимиктовые. Глины плотные, пластичные с, включением обугленных растительных остатков и остатками фауны . Алевролиты полимиктовые, глинистые. В основании пласт фосфоритового песчаника.
Альб	729	1225	Песчаники Алевролиты Глины	25 15 60	Песчано-глинистые породы. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозерни-стые полимиктовые, с включениями пирита и глауконита Алевролиты серые и зеленовато-серые, полимиктовые, кварц-полевошпатовые, крепко и слабо-сцементированные. Глины темно-серые, почти черные, алевритистые.
Апт	1225	1250	Глины Алевролиты Песчаники Мергели	50 10 35 5	Глины темно-серые, плотные, алевритистые с редкими прослойками мергелей. Алевролиты темно-серые, разнозернистые, полимиктовые, с растительными остатками и с примесью глауконита. Песчаники серые, с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, полимиктовые местами кварц-полево-шпатовые, сцементированы глинисто-карбонатным цементом. Мергели темно-серые с небольшим количеством алевритовой примеси.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см^3	Пористость, %	Проницаемость, x10^{-3} мкм^2	Глинистость %	Карбонатность	Соленость,	Сплошность	Твердость, кгс/мм^2	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая,средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кг/мм^2	Гидратационное разуплотн (набухание) породы
	от	до															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Четвертичные	0	5	Пески Суглинки Супеси	1,72						-	10	-	1,0	Мягкие	-	-	-
Неоген	5	30	Мергели Глины Известняки-ракушечники	2,45 1,95 2,45						2,0 3,0 1,0	10-30	1,0 1,0 2,0	3,0 2,0 3,0	М+С	0,36 0,50 0,25	1100 200 1200	0,21 0,80 0,16
Палеоген	30	317	Мергели Известняки Глины	2,45 2,45 1,99						2,0 1,0 3,0	10-40	1,0 2,0 1,0	3,0 3,0 3,0	М+С	0,36 0,25 0,50	1100 1200 200	0,21 0,16 0,80
Дат	317	377	Известняки Мергели Глины	2,46 2,46 2,02						2,5 3,0 3,5	10-40	2,0 1,0 1,0	2,5 3,0 3,0	М+С	0,25 0,36 0,50	1200 1100 200	0,16 0,21 0,75
Сенон+турон	377	559	Известняки Мергели Мел Песчаники	2,46 2,46 2,47 1,84						2,5 3,0 2,0 1,5	10-48	2,0 1,0 2,0 2,0	2,5 2,5 1,0 6,5	М+С	0,25 0,36 0,30 0,27	1200 1100 400 500	0,16 0,21 0,75 0,16
Сеноман	559	729	Песчаники Глины Алевролиты	1,85 2,07 1,95						1,5 3,5 1,5	10-40	2,0 1,0 2,0	6,5 4,0 6,0	М+С	0,27 0,50 0,30	500 200 400	0,16 0,75 0,21
Альб	729	1225	Песчаники Алевролиты Глины	1,89 1,99 2,15						1,5 1,5 3,5	10-40	2 2 1	6,5 6,0 1,5	М+С	0,27 0,30 0,50	500 400 200	0,16 0,21 0,75
Апт	1225	1250	Глины Алевролиты Песчаники Мергели	2,18 2,09 2,00 2,49						3,5 1,5 1,5 3,0	20-90	1 2 2 1	1,5 6,0 6,5 3,0	М+С	0,50 0,30 0,27 0,36	200 400 500 1100	0,75 0,21 0,16 0,21

Таблица 4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетне мерзлых пород, м		Тип многолетне-мерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие: да, нет			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных) вод	пропластка газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Многолетнемерзлых пород нет								

4.2 НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.5 – Нефтеносность для водозаборных скважин

Индекс стратиграфич еского подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность нефти, г/см^3		Подвижность, мкм^2/сП	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м^3/сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м^3/т	содержание сероводор	содержание углекислого газа, %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях,
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Вскрытие нефтеносных горизонтов не ожидается															

Таблица 4.6 – Газоносность для водозаборных скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м^3/сут	Плотность газоконденсата, г/см^3		Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)			серово-дорода	углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Вскрытие газоносных горизонтов не ожидается												

Примечание: Вскрытиегазоносных горизонтов не ожидается.

Таблица 4.7– Водоносность

Индекс стратиграфич-ес-кого подразделения	Интервал, м		Тип коллек-тора	Плот-ность, г/см^3	Своб. дебит, м^3/сут	Фазовая проницаемость, мкм^2	Химический состав воды мг- эквивалентной форме						Мине-рализа-ция, мг/л	Тип воды по клас. Сулина	Относится к источ. водоснаб-жения
							Анионы			Катионы					
	от (верх)	до (низ)					Cℓ мг/л	SO^4 мг/л	HCO^3 мг/л	Na+k мг/л	Mg мг/л	Ca мг/л			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Альб K_1 al I гор-т	714	814	поровый	1,015	108	-	3127,0	2445,3	170,8	2783,0	84,3	227,8	8869	-//-	-//-
K_1 al II гор-т	828	867	поровый	-//-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-//-	-//-
K_1 al III гор-т	877	938	поровый	1,015	108	-	3127,0	2445,3	170,8	2783,0	84,3	227,8	8869	-//-	-//-
K_1 al IV гор-т	954	995	поровый	-//-	14	-	3092,8	1820,0	164,7	2500,0	91,2	230,5	7940	-//-	-//-
K_1 al V гор-т	1006	1042	поровый	-//-	14,4	-	4006,5	2094,0	139,3	2916,4	127,7	430,9	9736	-//-	-//-
K_1 al VI гор-т	1052	1105	поровый	-//-	13,5	-	3711,3	2390,0	142,7	2963,3	117,7	357,5	9709	-//-	-//-
K_1 al VII гор-т	1118	1187	поровый	-//-	13,5	-	3711,3	2390,0	142,7	2963,3	117,7	357,5	9709	-//-	-//-

Примечание: Химический состав пластовых вод указан по аналогие месторождения Асар

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, ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах) по ГРП (по данным проведенных ГРП).

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			Гидроразрыва пород			Горного давления			^{0}С	Источник получения
			МПа/ м		Источник получ	МПа/м		Источник получ	МПа/ м		Источник получ	МПа/ м		Источ получ ения		
			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
Четверт.	0	5	-	0,0056	РФЗ	-	0,0100	РЗ	-	0,0185	РЗ	0	0,0172	-	-	РФЗ
Неоген	5	30	0,0056	0,0056	-//-	0,0100	0,0100	-//-	0,0185	0,0185	-//-	0,0172	0,0225	0,0056	-	-//-
Палеоген	30	317	0,0056	0,0082	-//-	0,0100	0,0100	-//-	0,0185	0,0185	-//-	0,0225	0,0216	0,0056	27	-//-
Дат	317	377	0,0082	0,0086	-//-	0,0100	0,0100	-//-	0,0185	0,0185	-//-	0,0216	0,0220	0,0082	29	-//-
Сенон-Турон	377	559	0,0086	0,0086	-//-	0,0100	0,0100	-//-	0,0185	0,0185	-//-	0,0220	0,0226	0,0086	34	-//-
Сеноман	559	729	0,0086	0,0092	-//-	0,0100	0,0100	-//-	0,0185	0,0185	-//-	0,0226	0,0220	0,0086	38	-//-
Альб	729	1225	0,0092	0,0097	-//-	0,0100	0,0100	-//-	0,0185	0,0185	-//-	0,0220	0,0214	0,0092	57	-//-
Апт	1225	1250	0,0097	0,0100	-//-	0,0100	0,0100	-//-	0,0185	0,0185	-//-	0,0214	0,0214	0,0097	62	-//-

Примечание: 1. Источник получения градиентов давления РФЗ на 01.01.2024 г. 2. Для скважины данные градиента давления должны быть предоставлены за 10 дней до начала бурения геологической службой НГДУ, по замерам непосредственно близ расположенным если есть такие. 3. Перед началом бурения останавливаются соседние влияющие скважины, если имеются.

4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9– Поглощение бурового раствора

Стратиг. подразд.	Интервал, м		Максим. интенсив. поглощ. м3/час	Раст. от устья скваж.до стат. уровня раствора	Имеется ли потеря цирк. (да, нет)	Градиент давления поглощ., кгс/см^2*м		Условия возникновения поглощения
	от (верх)	до (низ)				при погло-щении	После изоляц. работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Палеоген	30	317	полное	5-10	да	0,0110	0,0127	Поглощение возможно из-за низких Рпл.
Дат	317	377	5-10	0	нет	0,0145	0,0131	
Сенон-турон	377	559						
Сеноман	559	618						
Апт	1225	1250						Поглощение возможно при СПО

Таблица 4.10– Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы применяющиеся ранее			Условия возникновения осложнений	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	Плотность, г/см^3	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица 4.11– Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфиического подразделение	Интервал, м		Вид проявляем. флюида (газ, нефть, вода)	Длина столба газа при ликвид. газопроявлен.м	Плотность смеси при прояв., для расч. избыточных давлений, г/см^3		Условия возникновения	Характер прояления(в виде пленок нефти, пузырков газа, перелив во-ды, увеличения водоот-дачи и т.д.
	от (верх)	до (низ)			внутренний	наружний		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K_1 al IV гор-т	954	995	вода	-	1,02	1,02	Водопроявления возможно при недостаточной репрессии на пласты при бурении, а также при подъеме интструмента без долива бурового раствора	Перелив водяной смеси
K_1 al V гор-т	1006	1042	вода	-	1,02	1,02		
K_1 al VI гор-т	1052	1105	вода	-	1,02	1,02		
K_1 al VII гор-т	1118	1187	вода	-	-	-		

Таблица 4.12– Прихватоопасные зоны

Страт. подразделение	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие огранич. на оставление инструмента (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		Тип	Плотн. г/см3	Водоотдача см3/30 м	Смазыв. добавки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Палеоген	30	317	Коркообразова-ние на стенках скважины	гуматный	1,30	-	-	Да	При СПО возможны посадки, затяжки и прихваты из-за сужения ствола скважины в результате коркообразования и набухания мело мергелистых пород
Дат	317	393							
Сенон+турон	393	568	Сужение ствола в результате разбухания мергельных пород под воздействием бурового раствора.	-//-	1,30	-	-	Да	При СПО возможны посадки, затяжки и прихваты из-за сужения ствола скважины в результате коркообразования и набухания мело мергелистых пород
Сеноман	568	737							

Таблица 4.13– Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, залегания текучих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность раствора предотвращающая течение пород, г/см^3	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Текучие породы в разрезе отсутствуют					

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Прочих осложнений не ожидается				

4.4 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15– Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна					Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора шлама			Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора грунтов		
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка за рейс, м	Интервал, м		Метраж отбора керна, м		Интервал, м		Частота отбора шлама через, м		Глубина отбора грунтов, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт
			от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 4.16 – Геофизические исследования

Наименование исследования	Масштаб записи (предоставляемого материала)	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		Промыслово-геофизическая партия		Номер таблиц СПВ на ПГМ
		при забое, м	в интервале, м						
			от (верх)	до (низ)	тип	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. ГТИ		1250	500	1250					
2. КС; ПС; ГК; НГК; ИК (ВИКИЗ);ННК, ГГК-п; БК	1:200	500 650 1250	20 500 650	500 650 1250					
3. Расходометрия (при освоении скважины).	1:200	1250	600	1250					
4. АКЦ, ФКД, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ, (локатор муфт).	1:500	В интервалах спуска колонн							
5. ГИС контроль, ВЛ, СТД, РГК, РИС, ГК, ЛМ, манометрия, термометрия.	1:500, 1:200	В интервалах опробования							

Таблица 4.17 – Данные по освоению (опробованию) пластов в процессе бурения, - ИПТ

Индекс стратигнрафического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	Интервал проведения ИПТ	Тип испытательного инструмента	Количество циклов промывки после проработки	Интервал, м		Количество проб, шт.
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
Освоение пластов в процессе бурения (ИПТ) не планируется.						

Таблица 4.18 – Прочие виды исследований

Название работ	Единица измерения, шт.	Объем работ, количество образца
1	2	3
Прочие исследования не планируются		

4.5 РАБОТЫ ПО ОСВОЕНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Таблица 4.19 - Освоение продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания объекта		Интервал установки цем. моста после опробования объекта	Тип конструк-ции продук-тивного забоя колонны, открытый ствол, фильтр	Тип установки для испытания передвижной, стационарный	Пласт фонтани-рующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт	Диаметр штуцеров, мм	Последователь-ность вызова притока, методы вызова притока (смена раствора на воду, смена воды на нефть, аэризация)	Глубина опорожнения эксплуатационной колонны при испы-тании объек-та, м	Плотность жидкости заполняющей скважину при снижении уровня
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
K_1 al IV гор-т	954	995	Не устанавли-вается	фильтр	Передвижной	да			Снижение уровня до 500м.	-	1,01
K_1 al V гор-т	1006	1042									
K_1 al VI гор-т	1052	1105									
K_1 al VII гор-т	1118	1187									

Таблица 4.20 – Работы по перфорации эксплуатационной колонны при освоении

Номер объекта (см.табл. 4.19)	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: КУМУЛЯТИВНАЯ, ПУЛЕВАЯ, СНАРЯДНАЯ, ГИДРОПЕСКО-СТРУЙНАЯ, ГИДРОСТРУЙНАЯ	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 п.м., шт	Количество одновременно спускае-мых зарядов, шт	Количе-ство спусков перфо-ратора	Предусмотрен ли спуск пер-форатора на НКТ? (да, нет)	Насадки на гидропескоструйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	плотность, г/см^3								диаметр, мм	количество, шт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Перфорация непредусмотрена так, как в продуктивный интервал спускается сетчатый фильтр											

Таблица 4.21 – Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в скважине

Номер объекта (см.табл.4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ОБРАБОТКА КЕРОСИНО-КИСЛОТНОЙ ЭМУЛЬСИЕЙ, УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВОЧНАЯ КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ГИДРО- РАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ОБРАБОТКА ПАВ, МЕТОД ПЕРЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ И ДРУГИЕ ОПЕРАЦИИ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ПО МЕСТНЫМ НОРМАМ	Количество операций импульсов, установок, спусков	Плотность жидкости в колонне, г/см^3	Давление на устье, кг/см^2	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 п.м	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Не планируется											

Таблица 4.22 – Дополнительные работы при испытании (освоении)

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

Таблица 4.23 – Данные по эксплуатационным объектам

Продуктивный горизонт	Плотность жидкости в колонне, г/см³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/см²	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	длина столба газа по вертикали, м	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Альб	1,015	1,015	-	-	20	54	-	-	-

Таблица 4.24 – Дополнительные данные для определения продолжительности освоения скважины

Номер объекта (см. табл. 4.19.)	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (ДА, НЕТ)		Работы по испытанию проводятся в одну, полторы, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 5 м имеют подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм по ОСНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-									

Таблица 4.25– Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости г/см³	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м³/сут	давление на устье кг/см²	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность, г/см³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12		13	14
Данным проектом нагнетательные скважины не предусмотрены													

Таблица 4.26– Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
Северный Аккар Нет данных K_1 al						Нет данны

5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление ∅ 426 мм х 20 м - устанавливается с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Цементируется до устья.

Кондуктор ∅ 324 мм х 500 м - устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, поглощающих и водоносных горизонтов. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. Цементируется до устья.

«Хвостовик» ∅ 245 мм устанавливается в интервале 450 - 650 м для снижения репрессии на пласт и минимизации зон кольматации при бурении под эксплуатационный хвостовик. Цементируется в длину хвостовика.

Эксплуатационный хвостовик (фильтр комбинированная с колонной) ∅ 168,3 мм устанавливается в интервале 600-1250 м - устанавливается с целью изоляции вскрываемого разреза, разобщения, освоения и эксплуатации водоносных горизонтов. Эксплуатационный хвостовик нецементируется.

Количество, глубины спуска и типоразмеры обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных водопроявлений и испытания скважин на продуктивность.

Совмещенный график давлений приведен на рис. 5.1.

Обоснование необходимости спуска обсадных колонн и принятая конструкция скважины приведены в таблице 5.2, общая характеристика обсадных колонн.

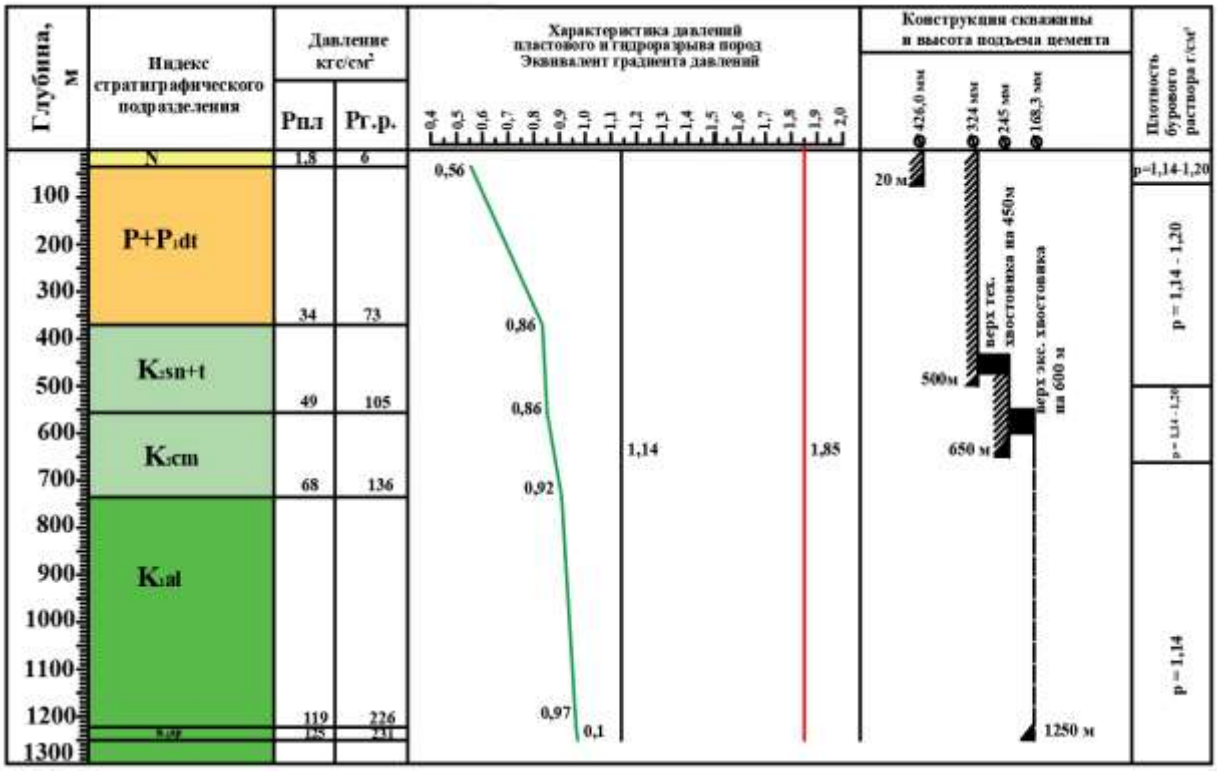

Рисунок 5.1 – График совмещенных давлений

Таблица 5.1 – Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направление
наружный диаметр, мм	длина, м	марка (группа) прочности материала	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ и т. д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
Устройство шахты 1,4 м×1,4 м×0,8 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 150 мм или железным листом толщиной 10 мм.						

Таблица 5.2 – Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Интервал по стволу скважины, м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъёма тампонажного раствора за колонной, м	Количество секций, шт.	Номер секции в порядке спуска	Интервал установки секции, м		Необходимость спуска колонны
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление ∅ 426,0 мм	0	20	490,0	0	1	1	0	20	устанавливается с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.Цементируется до устья.

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Кондуктор ∅ 324 мм	0	500	393,7	0	1	1	0	500	устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, поглощающих и водоносных горизонтов. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. Цементируется до устья.
3	«Хвостовик» ∅ 245	450	650	295,3	0	1	1	450	650	устанавливается в интервале 450 - 650 м для снижения репрессии на пласт и минимизации зон кольматации при бурении под эксплуатационную колонну. Цементируется в длину хвостовика.
4	Экс. хвостовик фильтровая колонна ∅168,3 мм	600	1250	215,9	0	1	1	600	1250	Эксплуатация продуктивных водоносных горизонтов.

Примечание: Глубину бурения и спуска направления, кондуктора, эксплуатационного хвоствовика и фильтровой колонны исходить от длины предоставленой.Отклонение глубины спуска обсадных колонн от проектного значения считается допустимым в пределах плюс-минус трех метров. Протокол №67 от 20 ноябрь 2024 г.

Таблица 5.3 – Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. т. 5.2, гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (т. 5.2, гр. 8)	количество диаметров, шт.	номер одноразмерной части в поряд-ке спуска	наружный диаметр, мм	интервал установки одноразмерной части, м		ограни-чение на толщину стенки не более, мм	соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		количес-тво типов соеди-нений, шт.	номер в поряд-ке спуска	тип соедине-ния	максималь-ный наружный диаметр, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	426,0	0	20	-	1	1	ОТТМА	453,77	0	20
2	1	1	1	324,0	0	500,0	-	1	1	ОТТМА	351,0	0	500,0
3	1	1	1	245,0	450,0	650,0	-	1	1	ОТТМА	269,9	450,0	650,0
4	1	1	1	168,3	600,0	1250,0	-	1	1	ОТТМА	187,7	600,0	1250,0

Таблица 5.4 – Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважин по проектной конструкции

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Бурение ствола скважины до проектной глубины должно производиться с компоновками и нагрузками на долото в соответствии с техническим проектом. Ведущая труба и УБТ должны быть, прямолинейным и в пределах технических условий согласно паспорту и инструкции по эксплуатации РД39-013-90. Центрирование вышки в процессе бурения контролировать систематически, не реже одного раза в неделю, проверять горизонтальность стола ротора уровнем и соосность вышки и ротора с геометрическим центром скважины, в соответствии с пунктом 102 ПОПБОПОНГО	Обеспечение технико-технологического режима бурения наклонно-направленного участка ствола скважины
2	До вскрытия продуктивных горизонтов произвести дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации НГВП и проверку их знаний. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием в соответствии пунктом 3.8 инструкции по предупреждению НГВП Москва 1999	Предупреждение и борьба с НГВП.
3	Монтаж средств контроля и сигнализации за уровнями бурового раствора в приёмной и доливной ёмкостях согласно пункта 77 ПОПБОПОНГО	Раннее обнаружение НГВП.
4	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объём притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5 м^3, - при СПО – 1,0 м^3. Пункт 85-6 ПОПБОПОНГО Пункт 4.36 инструкции по предупреждению НГВП Москва 1999	Раннее обнаружение НГВП.
5	Долив скважины при подъёме бурильной колонны производить: - бурильные трубы – через 5 свечей, - УБТ – через каждую свечу. В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъёме бурильной колонны и объём вытесняемого раствора при её спуске. В процессе бурения и после окончания долбления ведущую и первую свечу поднимать из скважины на первой скорости согласно пункта 3.9 инструкции по предупреждению НГВП Москва 1999	Предупреждение, раннее обнаружение НГВП.
6	При ликвидации НГВП в процессе СПО спуск бурильной колонны без герметизации устья производить до максимально возможной глубины согласно приложению 3 пункт 2 ПОПБОПОНГО (действия вахты при СПО скважин).	Предупреждение разрушения обсадных колонн.
7	Ликвидацию возникших НГВП выполнять в соответствии с «Методикой глушения при НГП».	Обеспечение безопасности, успешности работ.
8	Использовать для ведущих труб переводники с протекторными кольцами согласно пункту 886 ПОПБОПОНГО	Защита верхних обсадных труб от истирания.
9	На случай возможных поглощений на буровой необходимо иметь запас наполнителей, при бурении продуктивных горизонтов – кислоторастворимых согласно пункта 1023 ПОПБОПОНГО	Ликвидация поглощений.

продолжение таблицы 5.4

10	Осуществлять контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины в соответствии с пунктом 68 ПОПБОПОНГОП	Предупреждение, раннее обнаружение НГВП.
11	Проверять работоспособность ПВО каждую неделю. Опрессовка ПВО не реже чем один раз в 2-3 недели.	Предупреждение и борьба с НГВП.
12	Контроль параметров бурового раствора в процессе бурения и промывки: плотность и вязкость — через 10–15 мин; остальные параметры — каждые 4 часа, согласно ПОПБОПО НГОП п. 85-5.	Предупреждение, раннее обнаружение флюидопроявлений.
13	В процессе бурения выполнять шаблонировку ствола скважины: - для вертикальных скважин через каждые 150м, - для наклонно-направленных через каждые 100 м. Согласно ПОПБОПО НГОП п. 70	Для предупреждения осложнений в открытом стволе
14	При бурении вертикальных скважин роторным способом через 50-60 рейсов бурильной колонны, наклонно-направленных и горизонтальных скважин через 40-50 рейсов бурильной колонны, измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью определения ее остаточного ресурса. ПОПБОПОНГОП п. 90.	Предупреждение аварий с обсадными колоннами.
15	Вовремя ОЗЦ необходимо герметизировать устье скважины закрытием превентора согласно Техническому проекту	Предупреждение ГНВП во время ОЗЦ

Таблица 5.5 – Максимально-допустимые гидравлические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, кгс/см^2		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см^2	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
По условию предупреждения поглощений				Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
По условию предупреждения гидроразрыва				В процессе освоения	
0	20	0	3	- в интервалах испытания и эксплуатации	
20	500	2	20		
500	650	12	23		
650	1250	23	24		

6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проектируемые скважины - вертикальные.

Необходимо принять меры по недопущению искривления ствола скважины более 3-5º.

Таблица 6.1- Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, 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/30м		минимально - допустимый	максимально - допустимый
1	2	3	4	5	6	7
-						

Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины – скважины вертикальные.

7 ВЫБОР ТИПА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ

Данные проектные решения по буровым растворам разработаны с учётом геолого-технических условий бурения водозаборной вертикальной скважины № 3В глубиной 1250 м на месторождении Северный Аккар, изложенных в подразделе 4 «Геологическая характеристика» раздела 1 настоящего технического проекта, в том числе с учётом всех ожидаемых осложнений, указанных в том же разделе.

7.1. Обоснование плотности бурового раствора

7.1.1. Общие методические указания

Проектная плотность бурового раствора по интервалам бурения при проектировании строительства скважин рассчитывается на основании действующего нормативного документа РК «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355 (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.), параграф 2 «Бурение скважин», пункт 85-2, согласно которому:

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

1) 10-15% - для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см^2);

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

3) 4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см^2).

На основании вышеприведенных нормативных указаний, плотности буровых растворов для бурения различных интервалов рассчитываются, исходя из максимальных градиентов пластового (порового) давления для соответствующего интервала, указанных в табл. 4.8. геологической части настоящего Технического проекта.

Расчёт производится по следующим формулам:

$$\rho_{р.р} = \frac{K_{п.д.макс.} * K_{пр} * 10^2}{g} \quad (7.1),$$

но не более чем

$$\rho_{р.м.д.} = \frac{(\Delta_{пр.макс.} + K_{п.д.макс.} \times H) * 10^2}{g*H} \quad (7.2),$$

где

$\rho_{р.р.}$ - расчётная плотность бурового раствора, г/см^3;

$\rho_{р.м.д.}$ – максимально допустимая плотность бурового раствора, г/см^3;

Кп.д.макс. – наибольший градиент пластового (порового) давления в данном интервале бурения в соответствии с табл. 4.8 настоящего проекта, кгс/см^2/м;

Кпр – нормативный коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым (поровым) давлением в данном интервале бурения;

В соответствии с вышеуказанными Правилами Кпр принимается равным:

1,10÷1,15 - для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов глубиной по вертикали от 0 до 1200 м включительно);

1,05÷1,10 - для скважин глубиной по вертикали до 2500 м (интервалов глубиной по вертикали от 1200 до 2500 м включительно);

1,04÷1,07 - для скважин глубиной по вертикали свыше 2500 м (интервалов глубиной по вертикали свыше 2500 м включительно);

Δпр.макс – абсолютное значение максимально допустимого нормативного превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым (поровым) давлением, кгс/см^2.

В соответствии с вышеуказанными Правилами, Δпр.макс. в формуле (2) принимается равным:

15 кгс/см^2 - для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов от 0 до 1200м включительно);

25 кгс/см^2 - для скважин глубиной по вертикали до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500м включительно);

35 кгс/см^2 - для скважин глубиной по вертикали свыше 2500 м;

Н – глубина скважины (подошвы интервала) по вертикали, м;

g – ускорение свободного падения, м/сек^2 (для расчётов принимается g=9,81 м/сек^2).

Расчётные значения плотности, находящиеся в диапазоне, полученном для каждого интервала бурения между минимальным и максимальным значениями Кпр, по формуле (7.1) с учётом условия по формуле (7.2), принимаются как проектный диапазон допустимых значений плотности бурового раствора для соответствующего интервала.

В случае получения различающихся между собой диапазонов плотностей бурового раствора в разных частях рассматриваемого интервала бурения, в целях соблюдения совместимости условий бурения во всём интервале по критерию плотности раствора, в качестве допустимого проектного диапазона плотности по всему интервалу принимается тот, который умещается в диапазоны всех частей интервала.

Для целей последующих необходимых расчётов по настоящему проекту выбирается наибольшее из расчётных значений принятого допустимого диапазона плотностей.

7.1.2. Обоснование плотности бурового раствора для бурения данной скважины

Интервал 0 – 20 м:

$$\rho_{р.р} = \frac{0{,}01*10{,}2*(1{,}1 \div 1{,}15)*10^2}{9{,}81} = 1{,}14 \div 1{,}20 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,14 ÷ 1,20 г/см^3

Для целей последующих расчётов по настоящему проекту принимаем максимально допустимую плотность бурового раствора в данном интервале **1,20 г/см^3.**

Интервал 20 – 500 м

$$\rho_{р.р} = \frac{0{,}01*10{,}2*(1{,}1 \div 1{,}15)*10^2}{9{,}81} = 1{,}14 \div 1{,}20 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{м.д} = \frac{(15 + 0{,}01*10{,}2*500) * 10^2}{9{,}81*500} = 1{,}35 \text{ г/см}^3$$

Условие ρр.р ≤ ρм.д выполняется, поэтому для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,14 ÷ 1,20 г/см3

Для целей последующих расчётов по настоящему проекту принимаем максимально допустимую плотность бурового раствора в данном интервале **1,20 г/см^3.**

Интервал 500 – 650 м

$$\rho_{р.р} = \frac{0{,}01*10{,}2*(1{,}1 \div 1{,}15)*10^2}{9{,}81} = 1{,}14 \div 1{,}20 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{м.д} = \frac{(15 + 0{,}01*10{,}2*650) * 10^2}{9{,}81*650} = 1{,}27 \text{ г/см}^3$$

Условие $\rho_{р.р} \leq \rho_{м.д}$ выполняется, поэтому для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,14 ÷ 1,20 г/см^3

Для целей последующих расчётов по настоящему проекту принимаем максимально допустимую плотность бурового раствора в данном интервале **1,20 г/см^3.**

Интервал 650 – 1250 м Участок 650-1200 м

$$\rho_{р.р} = \frac{0{,}01*10{,}2*(1{,}1 \div 1{,}15)*10^2}{9{,}81} = 1{,}14 \div 1{,}20 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{м.д} = \frac{(15 + 0{,}01*10{,}2*1200) * 10^2}{9{,}81*1200} = 1{,}17 \text{ г/см}^3$$

Условие $\rho_{р.р} \leq \rho_{м.д}$ на данном участке стивола выполняется только до плотности раствора 1,17 г/см^3, поэтому для бурения этого участка допускается применение раствора плотностью 1,14-1,17 г/см^3

Интервал 1200 – 1250 м

$$\rho_{р.р} = \frac{0{,}01*10{,}2*(1{,}05 \div 1{,}10)*10^2}{9{,}81} = 1{,}09 \div 1{,}14 \text{ г/см}^3$$

$$\rho_{м.д} = \frac{(25 + 0{,}01*10{,}2*1250) * 10^2}{9{,}81*1250} = 1{,}24 \text{ г/см}^3$$

Условие $\rho_{р.р} \leq \rho_{м.д}$ выполняется, поэтому для бурения этого участка допускается применение раствора плотностью 1,09-1,14 г/см3.

Исходя из требования совместимости условий бурения на обоих участках данного интервала, принимаем допустимую плотность бурового раствора для бурения всего интервала 1,14 г/см3.

Для целей последующих расчётов по настоящему проекту принимаем максимально допустимую плотность бурового раствора в данном интервале **1,14 г/см^3.**

7.2. Выбор типа и компонентного состава бурового раствора

7.2.1. Основные ожидаемые проблемы и осложнения при бурении скважины

- поглощения промывочной жидкости полные в палеогене, частичные – в дате, сенон-туроне, сеномане и апте;
- посадки, затяжки и прихваты бурильного инструмента в палеогене, дате, сенон-туроне и сеномане из-за сужения ствола вследствие коркообразования и набухания мергелей;
- водопроявления в альбе.

7.2.2. Проектные решения

Основные параметры бурового раствора по интервалам бурения приведены в табл. 7.1. Конкретные концентрации компонентов, входящих в состав бурового раствора, и их расходы на 1 м3 раствора и необходимые количества на каждый интервал и на скважину в целом приведены в таблицах 7.2-7.6.

- С целью предупреждения или минимизации поглощений бурового раствора, ожидаемых в высокопроницаемых известняках неогена, при бурении под направление предусматривается применение бентонит-полимерного бурового раствора, в котором за счёт содержания в буровом растворе трёх видов кольматантов – бентонита, фракционированного карбоната кальция и фракционированной слюды – существенно снижается риск возникновения возможных поглощений раствора. Добавка высоковязкой карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), в комбинации с низковязкой понижает фильтрацию бурового раствора, что препятствует отложению толстой фильтрационной корки, дополнительно снижает риски возникновения поглощений, а также уменьшает степень увлажнения неоген-палеогеновых глин, а следовательно, их набухания и диспергирования.
- • Поскольку при бурении под кондуктор в высокопроницемых известняках неогена, палеогена, дата и сенон-турона продолжает быть необходимым глинизация стенок скважины и кольматация порово-трещинных фильтрационных каналов разбуриваемых пород в приствольной зоне с целью предупреждения или минимизации поглощения бурового раствора, то в этом интервале продолжается применение бентонита в прегидратированном виде, а также фракционированного карбоната кальция и фракционированной слюды, но уже в составе ингибирующего полимеркатионного бурового раствора.
- • Высокоингибирующий полимеркатионный буровой раствор применяется при бурении 3-х секций ствола скважины - от кондуктора до эксплуатационной колонны для предупреждения и минимизации осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, а также с излишней наработкой глинистой фазы и сальникообразованием в активных глинах сеномана, альба и апта, составляющих более 50% разбуриваемого разреза этих отложений. Данный раствор содержит в своём составе в качестве ингибитора гидратации активных глин ключевой ингибирующий компонент – поликатионный сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом. Этим же компонентом достигается и ингибирование гидратации внутрипоровой глины в продуктивных коллекторах юры в процессе их вскрытия бурением, что обеспечивает высокую степень сохранности фильтрационно-ёмкостных свойств юрских заглинизированных коллекторов. Кроме того, применение сополимера ПолиДАДМАХ с малеиновым ангидридом обеспечивает буровому раствору исключительную устойчивость и стабильность его свойств при агрессивном

воздействии высокоминерализованных жёстких пластовых вод, а также устойчивость против агрессии цемента при разбуривании цементных стаканов.

- С целью активации и повышения эффективности функционирования вышеназванного сополимера в состав бурового раствора вводится соль хлористый натрий (NaCl) в концентрации, обеспечивающей содержание ионов Cl^- в водной фазе раствора в пределах 20 000 – 25 000 мг/л.
- В качестве структурообразователя, позволяющего эффективно регулировать реологические параметры бурового раствора в сторону их роста с целью увеличения суспендирующей и шламовыносящей способностей раствора, применяется биополимер на основе ксантановой камеди термостойкостью не ниже 80°С.
- Снижение реологических параметров бурового раствора при необходимости может быть достигнуто путём разбавления порциями свежего раствора, не содержащего высоковязких и структурообразующих компонентов, либо содержащих таковые в малых концентрациях.
- Так как в сочетании с поликатионными реагентами не желательно использовать анионные компоненты, фильтрация (водоотдача) бурового раствора в данном случае регулируется не полианионной целлюлозой, а неионогенными крахмальными реагентами, в частности, модифицированным или карбоксиметилированным крахмалом, термостойкость которого должна быть не ниже 80°С.
- Тенденция к сальникообразованию и налипанию глины на бурильные трубы и элементы КНБК устраняется применением бурового детергента.
- С целью минимизации риска поглощений бурового раствора и дифференциальных прихватов, предусмотрено применение кислоторастворимого кольматанта-наполнителя, такого как фракционированный молотый мрамор.
- Для предупреждения прихватов и уменьшения сил трения при хождении бурильного инструмента и обсадных колонн в стволе, в буровом растворе в интервалах под кондуктор и эксплуатационную колонну предусмотрена смазочная добавка жидкая, а в интервале под эксплуатационную колонну, кроме того – твёрдая смазочная добавка в виде графита.
- С целью существенного снижения количества отходов бурения в виде отработанного бурового раствора, таковой, оставшийся после окончания бурения каждой секции скважины, необходимо в максимальной степени использовать на каждой последующей секции.
- ***Примечание****: в соответствии с общепринятой мировой практикой, для бурения стволов конечных, продуктивных, секций скважин любой конфигурации, заканчиваемых нецементируемым хвостовиком-фильтром*

(Open Hole Completion), не допускается использование бурового раствора, переведённого из предыдущей секции, уже загрязнённого тонкодисперсной, особенно глинистой, твёрдой фазой, но должен использоваться исключительно свежеприготовленный буровой раствор. Это необходимо для исключения формирования внутренней фильтрационной корки из тонкодисперсных частиц выбуренной глины в приствольной зоне продуктивного пласта (ПЗП), так как она является трудноудаляемым барьером для формирования притока нефти в скважину при его вызове до проведения ГРП или применения других методов воздействия на ПЗП.

- Полный перечень компонентов, предусмотренных проектными решениями по буровым растворам, их краткое описание и функциональное назначение представлены в таблице ниже.

Краткое описание и функции компонентов бурового раствора:

Название (тип) компонента бурового раствора	Краткое описание и функции
1	2
Вода	Основа, дисперсионная среда, растворитель водорастворимых компонентов
Каустическая сода	Гидроокись натрия. Регулятор щёлочности
Кальцинированная сода	Карбонат натрия. Регулятор жёсткости водной фазы бурового раствора
Бентонит	Монтмориллонитовая глина. Структуробразователь, загуститель, понизитель фильтрации, коркообразующий агент
Ксантановый биополимер (порошок)	Ксантановая камедь. Структурообразователь, агент, повышающий реологические характеристики раствора. Не ухудшает коллекторские свойства продуктивных пластов, вследствие чего относится к "неповреждающим" агентам
Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) низковязкая	Полианионная целлюлоза низкой вязкости 95-98% чистоты. Понизитель фильтрации (водоотдачи) бурового раствора
Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) высоковязкая	Полианионная целлюлоза средней и высокой вязкости 95-98% чистоты. Понизитель фильтрации (водоотдачи) бурового раствора
Крахмал модифицированный	Пред-желатинизированный. Понизитель фильтраци (водоотдачи) бурового раствора
Кабоксиметилированный крахмал	Понизитель фильтрации, не ухудшающий коллекторские свойства продуктивных пластов, вследствие чего относится к "неповреждающим" агентам.
Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	Высокоэффективный поликатионный ингибитор гидратации глин, устойчивый к агрессии пластовых вод с высоким содержанием катионов кальция и магния
Хлористый натрий NaCl	Хлорид натрия. Минерализатор, водорастворимый утяжелитель.
Буровой детергент	Смесь ПАВ различной природы, диспергированных в гидрофобной среде. Противосальнковая добавка, устраняющая налипание выбуренной глины на долоте и элементах КНБК
Биоцид	Бактерицид. Может иметь различную химическую природу. Предотвращает бактериальное заражение буровых растворов и вызванную этим их бактериальную деструкцию.
Пеногаситель кремнийорганический	Кремнийорганическая жидкость. Пеногаситель буровых растворв различных типов
Смазочная добавка жидкая	Смесь различных производных жирных кислот нефтяного и/или растительного происхождения
Смазочная добавка твёрдая (графит)	Молотый графит фракционированный
Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	Молотый мрамор различных фракций по размеру частиц (от 2 до 1000 мкм и выше). Кислоторастворимый утяжелитель, временно закупоривающая добавка (кольматант), наполнитель для предупреждения поглощений и дифференциальных прихватов.
Карбонат кальция хлопьевидный фракционированный	Молотый мрамор или метаморфизованный известняк со специальной, хлопьевидной формой частиц. Кислоторастворимая временно закупоривающая добавка (кольматант), повышающая эффективность обычного молотого мрамора для предупреждения поглощений и дифференциальных прихватов.
Слюда фракционированная	Хлопьевидный природный минеральный материал для борьбы с поглощениями бурового раствора. Не растворим в соляной кислоте.
Лимонная кислота	Кислота лимонная моногидрат. Эффективно снижает pH бурового раствора при разбуривании цемента.
Бикарбонат натрия	Гидрокарбонат натрия. Связывание ионов кальция при разбуривании цементных стаканов

7.3. Контроль качества бурового раствора и основные инженерные рекомендации

- Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (пункт 85-4), рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин.
- На буровой необходимо обеспечить жёсткий контроль за физико-химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего, согласно пункту 85-5 вышеуказанных Правил, параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью - плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной фазы, pH, СНС1/10 и реологические показатели (пластическая вязкость и динамическое сопротивление сдвига) - каждые 4 часа. При разбуривании газовых горизонтов плотность бурового раствора, выходящего из скважины, и после дегазатора измеряется через каждые 5 минут, остальные показатели с периодичностью, указанной выше.
- Суточные отчёты (рапорты) с результатами анализа и данными ежесуточного учёта прихода/расхода/остатков химреагентов и материалов для приготовления и обработки бурового раствора должны своевременно отсылаться назначенным ответственным специалистам недропользователя, бурового подрядчика, супервайзинговой компании и сервисной компании, осуществляющей инженерное сопровождение бурового раствора.
- Инженер по буровым растворам обязан оперативно и адекватно реагировать на все изменения свойств бурового раствора, а также совместно и согласованно с ответственными на буровой представителями недропользователя, бурового подрядчика и супервайзинговой компании реагировать на любые осложнения, возникающие при бурении скважины.
- В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины в активных глинах, необходимо увеличить концентрацию ингибитора гидратации глин, а в слоистых и трещиноватых породах, склонных к осыпям, применять добавки микрокольматантов.
- Если же осыпи и обвалы стенок скважины, а также затяжки и посадки и бурильного инструмента продолжаются, необходимо ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения этих осложнений, при этом не вызывая поглощений.
- Ступенчатое увеличение плотности бурового раствора необходимо применять также и в случае газо-нефте-водопроявлений до их прекращения, при этом не вызывая поглощений раствора.

- Для недопущения водопроявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих ёмкостях с использованием специальных приборов.
- В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще, использовать в необходимом количестве и сочетании разные по форме и размеру частиц наполнители, такие как: зернистые пластиковая и резиновая крошка, волокнистые древесные опилки и обрезки целлофана, чешуйчатые слюда и пластиковые хлопья, а также другие всевозможные материалы-наполнители.
- В случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах использовать исключительно зернистый (обычный) и чешуйчатый карбонат кальция разных фракций.
- В целях своевременного реагирования на возникающие вышеуказанные осложнения, на буровой необходимо иметь достаточный запас утяжелителя для поднятия плотности бурового раствора в циркуляционной системе до необходимой, а также достаточный запас различных по своему вещественному составу, форме и фракционному составу наполнителей.
- С целью более эффективной очистки ствола скважины, особенно в его кавернозной части, периодически в процессе бурения, а также при подготовке ствола к спуску обсадных колонн, необходимо прокачивать специально приготовленные пачки раствора той же плотности с ДНС, увеличенным на 40-50% по сравнению с рабочим раствором. Объём пачек должен быть таким, чтобы обеспечивать высоту их столба в затрубном пространстве ±100 м.
- Компоненты бурового раствора, предусмотренные настоящим проектом, поставляются компанией-подрядчиком по бурению или специализированной сервисной компанией. Возможно использование материалов и химреагентов различного производства с различными брендовыми наименованиями, идентичных по своему функциональному назначению и влиянию на свойства бурового раствора запроектированным, не ухудшающих свойства раствора в данных конкретных геолого-технических условиях бурения.
- Во время бурения скважины рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать в зависимости от того, как диктуют скважинные условия.
- Копии технических паспортов (описаний) всех используемых материалов (химических реагентов), а также разрешительных документов на их применение (сертификатов, паспортов безопасности и т.п.) должны находится у инженера по буровым растворам и бурового мастера.
- Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твёрдой фазы в буровом растворе и ею регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и регулирования содержания твёрдой фазы (вибрационные сита, оснащённые сетками с ячейками от 40-80 меш для грубой

очистки до 180-270 меш для тонкой очистки, гидроциклонные пескоотделитель, илоотделитель и центрифуга). Надлежащее использование системы очистки с совокупным коэффициентом эффективности удаления выбуренной породы из бурового раствора не ниже 90% позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров раствора, сократить затраты на его обработку (избежать максимального разбавления) и обеспечить минимальную степень загрязнения продуктивных пластов тонкодисперсной твёрдой фазой.

- Перечень оборудования по очистке бурового раствора представлен в таблице 7.7.

7.4. Перфорационная жидкость

Так как данная скважина заканчивается нецементируемым и неперфорируемым хвостовиком-фильтром, перфорационная жидкость не применяется.продолжение таблицы.

Таблица 7.1– Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	плотность	условная вяз-кость, сек.	водоотдача, см3/30мин	СНС, (фунт/100 фут^2) через 10 сек	СНС, (фунт/100 фут^2) через 10 мин	корка, мм	содержание твердой фазы, % коллоидной части (активной)	содержание твердой фазы, % песка, %	содержание твердой фазы, % всего	pH	минерализация, г/л	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, фунт/100 фут2	плотность до утяжеления, г/см3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Бентонит-полимерный	0	20	1,14 - 1,20	35 – 40	≤ 8	2 – 4	3 – 6	≤ 1	≤ 3 % об. (≤ 78 кг/м3 по тесту МВТ)	≤ 1	≤ 6,5	8,5 – 9,5	-	как можно ниже	12 - 22	-
Ингибирующий Полимер катионный *	20	500	1,14 - 1,20	35 – 40	≤ 6	3 – 5	4 – 8	≤ 0,5	≤ 2 % об. (≤ 52 кг/м3 по тесту МВТ)	≤ 0,5	≤ 6,5	7,5 - 8,5	Cl- ≥ 20 000 мг/л		12 - 22	-
Ингибирующий Полимер катионный *	500	650	1,14 - 1,20	35 – 45	≤ 5	3 – 5	4 – 8	≤ 0,5	≤ 2 % об. (≤ 52 кг/м3 по тесту МВТ)	≤ 0,5	≤ 12	7,5 - 8,5	Cl- ≥ 20 000 мг/л		12 - 22	-
Ингибирующий Полимер катионный *	650	1 250	1,14	35 – 50	≤ 5	6 – 12	7 - 14	≤ 0,5	≤ 1,35 % об. (≤ 35 кг/м3 по тесту МВТ)	≤ 0,5	≤ 11	7,5 - 8,5	Cl- ≥ 20 000 мг/л		14 - 24	-

Таблица 7.2 – Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип)	Плотность раствора.	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность. г/см³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	20	Бентонит-полимерный	1,14÷1,20	нет	Вода	1,00	-	-	-	875,9
						Каустическая сода	2,13	-	-	-	1,0
						Кальцинированная сода	2,53	-	-	-	1,0
						Бентонит прегидратированный	2,60	-	-	-	50,0
						Ксантановый биополимер порошкообразный	1,50	-	-	-	0,2
						Карбоксиметилцеллюлоза низковязкая	1,50	-	-	-	5,0
						Карбоксиметилцеллюлоза высоковязкая	1,50	-	-	-	1,0
						Биоцид	1,05	-	-	-	0,5
						Буровой детергент	1,00	-	-	-	1,0
						Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	2,70	-	-	-	201,0
						Слюда фракционированная	2,70	-	-	-	30,0
2	20	500	Ингибирующий Полимер катионный	1,14÷1,20	нет	Раствор, переведённый из предыдущего интервала	1,20	-	-	-	39,6
						Вода	1,00	-	-	-	784,1
						Хлористый натрий NaCl	2,16	-	-	-	38,2
						Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	1,05	-	-	-	49,9
						Каустическая сода	2,13	-	-	-	0,2
						Бентонит прегидратированный	2,60	-	-	-	29,2
						Ксантановый биополимер порошкообразный термостойкостью не ниже 80 °С	1,50	-	-	-	0,5
						Крахмал модифицированный или карбоксиметилированный термостойкостью не ниже 80 °С	1,50	-	-	-	17,9
						Пеногаситель кремнийорганический	1,02	-	-	-	0,5
						Биоцид	1,05	-	-	-	0,5
						Буровой детергент	1,00	-	-	-	2,0
						Смазочная добавка жидкая	0,90	-	-	-	10,0
						Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	2,70	-	-	-	81,0
						Слюда фракционированная	2,70				14,5

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	500	650	Ингибирующий Полимер катионный	1,14÷1,20	нет	Раствор, переведённый из предыдущего интервала	1,20	-	-	-	882,4
						Вода	1,00	-	-	-	199,7
						Хлористый натрий NaCl	2,16	-	-	-	17,8
						Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	1,05	-	-	-	22,2
						Каустическая сода	2,13	-	-	-	0,1
						Ксантановый биополимер порошкообразный термостойкостью не ниже 80 °С	1,50	-	-	-	0,7
						Крахмал модифицированный или карбоксиметилированный термостойкостью не ниже 80 °С	1,50	-	-	-	6,9
						Пеногаситель кремнийорганический	1,02	-	-	-	0,2
						Буровой детергент	1,00	-	-	-	0,5
						Смазочная добавка жидкая	0,90	-	-	-	8,5
						Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	2,70				27,3
4	650	1250	Ингибирующий Полимер	1,14	нет	Вода	1,00	-	-	-	815,4
						Хлористый натрий NaCl	2,16	-	-	-	38,4
						Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	1,05	-	-	-	70,0
						Каустическая сода	2,13	-	-	-	0,2
						Ксантановый биополимер порошкообразный	1,50	-	-	-	1,5
						Крахмал модифицированный или карбоксиметилированный	1,50	-	-	-	25,0
						Пеногаситель кремнийорганический	1,02	-	-	-	0,5
						Буровой детергент	1,00	-	-	-	2,0
						Смазочная добавка жидкая	0,90	-	-	-	20,0
						Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	2,70	-	-	-	30,0

Примечание:

1. Допускается применение компонентов с различными брендовыми наименованиями, соответствующих их функциональному назначению, указанному в текстовой части данного раздела 7 и обеспечивающих параметры буровых растворов не ниже указанных в табл. 7.1.

.

Таблица 7.3 – Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал, м		Коэффи-циент запаса раствора на поверх-ности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода компонентов бурового раствора м³/м и его компонентов в интервале, кг/м³*			Потребность бурового раствора (м³) и его компонентов (кг)			
от (верх)	до (низ)			величина	источ-ник нормы	поправочный коэффициент	на запас на повер-хности	на исходный объем	на бурение интервала	на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	20		**Бентонит-полимерный**				-	39,3	10,7	50,0
			Вода	875,9				34 453,6	9 343,4	43 797,0
			Каустическая сода	1,0				39,3	10,7	50,0
			Кальцинированная сода	1,0				39,3	10,7	50,0
			Бентонит прегидратированный	50,0				1 966,7	533,3	2 500,0
			Ксантановый биополимер порошкообразный	0,2				7,9	2,1	10,0
			Карбоксиметилцеллюлоза низковязкая	5,0				196,7	53,3	250,0
			Карбоксиметилцеллюлоза высоковязкая	1,0				39,3	10,7	50,0
			Биоцид	0,5				19,7	5,3	25,0
			Буровой детергент	1,0				39,3	10,7	50,0
			Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	201,0				7 906,0	2 144,0	10 050,0
			Слюда фракционированная	30,0				1 180,0	320,0	1 500,0
20	500		**Ингибирующий Полимеркатионный**					117,7	39,2	157,0
			Раствор, переведённый из предыдущего интервала	39,6				4 661,0	1 553,7	6 214,7
			Вода	784,1				92 316,0	30 772,0	123088,0
			Хлористый натрий NaCl							
			Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	38,2				4 498,9	1 499,6	5 998,5
			Каустическая сода	49,9				5 869,6	1 956,5	7 826,2
			Бентонит прегидратированный	0,2				22,9	7,6	30,6
			Ксантановый биополимер порошкообразный термостойкостью не ниже 80 °С	29,2				3 440,2	1 146,7	4 586,9
			Крахмал модифицированный или карбоксиметилированный термостойкостью не ниже 80 °С	0,5				58,0	19,3	77,4
				17,9				2 113,1	704,4	2 817,4
			Пеногаситель кремнийорганический	0,5				58,7	19,6	78,3
			Биоцид	0,5				57,3	19,1	76,4
			Буровой детергент	2,0				232,1	77,4	309,4
			Смазочная добавка жидкая	10,0				1 173,9	391,3	1 565,2
			Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	81,0				9 534,7	3 178,2	12 712,9
			Слюда фракционированная	14,5				1 702,6	567,5	2 270,2

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
500	650	1	**Ингибирующий Полимеркатионный**					74,7	24,9	99,6
			Раствор, переведённый из предыдущего интервала	882,4				65 904,4	21 968,1	87 872,5
			Вода	199,7				14 914,6	4 971,5	19 886,1
			Хлористый натрий NaCl	17,8				1 328,1	442,7	1 770,8
			Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	22,2				1 659,8	553,3	2 213,1
			Каустическая сода	0,1				7,0	2,3	9,3
			Ксантановый биополимер порошкообразный термостойкостью не ниже 80 °С	0,7				48,7	16,2	65,0
			Крахмал модифицированный или карбоксиметилированный термостойкостью не ниже 80 °С	6,9				513,0	171,0	684,0
			Пеногаситель кремнийорганический	0,2				17,5	5,8	23,3
			Буровой детергент	0,5				35,0	11,7	46,6
			Смазочная добавка жидкая	8,5				634,6	211,5	846,2
			Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	27,3				2 036,0	678,7	2 714,7
650	1250	1	**Ингибирующий Полимеркатионный**					120,1	40,0	160,2
			Вода	815,4				97 954,8	32 651,6	130 606,4
			Хлористый натрий NaCl	38,4				4 615,5	1 538,5	6 154,1
			Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	70,0				8 409,5	2 803,2	11 212,6
			Каустическая сода	0,2				24,0	8,0	32,0
			Ксантановый биополимер порошкообразный	1,5				180,2	60,1	240,3
			Крахмал модифицированный или карбоксиметилированный	25,0				3 003,4	1 001,1	4 004,5
			Пеногаситель кремнийорганический	0,5				60,1	20,0	80,1
			Буровой детергент	2,0				240,3	80,1	320,4
			Смазочная добавка жидкая	20,0				2 402,7	800,9	3 203,6
			Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный	30,0				3 604,1	1 201,4	4 805,4

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	1250								388,3	388,3

Примечание:

1. Нормы расхода химреагентов даны согласно их техническим характеристикам и рекомендациям по обработке бурового раствора в зависимости от горно-геологических условий бурения.
2. Нормы расхода и потребность компонентов в растворе для тех интервалов, где частично используется раствор, переведённый из предыдущей секции скважины, рассчитано с учётом уже имеющегося содержания этих компонентов в переведённом растворе, т.е в таблице даны совокупные нормы расхода и потребности только вновь вводимых компонентов, необходимых дообработки переведённого раствора и приготовления свежего, с учётом соотношения объёмов этих растворов.

Таблица 7.4 – Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м³ раствора, кг/м³	Количество, кг
					плотность, г/см³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Лимонная кислота	1,67	-	>90	в/с	0,5	25,0
2	Кондуктор	1	1	Лимонная кислота	1,67	-	>90	в/с	1,0	157,0
3	Тех. хвостовик	1	1	Лимонная кислота	1,67	-	>90	в/с	0,5	49,8
4	Экс. хвостовик			Лимонная кислота	1,67	-	>90	в/с	0,5	80,1

Таблица 7.5 – Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м³ раствора, кг/м³	Количество, кг
			плотность, г/см³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Экс. хвостовик	Графит	2,23	-	-	-	6,0	961,1

Таблица 7.6 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название (тип) компонента бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора на интервале, тн				Всего на бурение	Всего с запасом на скважину
		номера колонн (см. таб. 5.2, гр. 1)					
		1	2	3	4		
		бурение интервала, м					
		0-20	50 – 500	500 – 650	650 - 1250		
1	2	3	8	9	10	11	12
Раствор, переведённый из предыдущего интервала			6,215	87,873		94,088	94,088
Вода (всего)		43,775	123,088	19,886	130,606	317,355	317,355
Хлористый натрий NaCl			5,998	1,771	6,154	13,923	13,923
Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом			7,826	2,213	11,213	21,252	21,252
Каустическая сода		0,050	0,031	0,009	0,032	0,122	0,122
Кальцинированная сода		0,050				0,050	0,050
Бентонит		2,500	4,587			7,087	7,087
Ксантановый биополимер порошкообразный термостойкостью не ниже 80 °С		0,010	0,077	0,065	0,240	0,392	0,392
Карбоксиметилцеллюлоза низковязкая		0,250				0,250	0,250
Карбоксиметилцеллюлоза высоковязкая		0,050				0,050	0,050
Крахмал модифицированный или карбоксиметилированный термостойкостью не ниже 80 °С			2,817	0,684	4,005	7,506	7,506
Пеногаситель кремнийорганический			0,078	0,023	0,080	0,181	0,181
Биоцид		0,025	0,076			0,101	0,101
Буровой детергент		0,050	0,309	0,047	0,320	0,726	0,726
Смазочная добавка жидкая			1,565	0,846	3,204	5,615	5,615
Смазочная добавка твёрдая (графит)					0,961	0,961	0,961
Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный		9,190	12,713	2,715	4,805	29,423	29,423
Слюда фракционированная		1,500	2,270			3,770	3,770
Лимонная кислота		0,025	0,157	0,050	0,080	0,312	0,312

Примечание:

1. Допускается применение химических реагентов, производимых по другим стандартам и ТУ отечественных и зарубежных производителей

Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	ГОСТ, ОСТ и т. д. на изготовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки:	интервал, м	
				1-вибросито; 2-1+пескоотделитель;3-2+илоотделитель	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Вибросито сдвоенное		2	-	1-вибросито	0	1250
Пескоотделитель		1	-	2-1+пескоотделитель	-“-	-“-
Сепаратор газовый		1	-	-	-“-	-“-
Илоотделитель		1	-	3-2+илоотделитель	-“-	-“-
Дегазатор		1			-“-	-“-
Центрифуга		1	-	4 – 3 + центрифуга	-“-	-“-

Примечание: 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	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. таб. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	20	Бурение под 426 мм колонну,	Роторный	1	1-3	60-80	42	4,0
20	500	Бурение под 324 мм колонну	Роторный	2	4-6	100-120	36	3,8
500	650	Бурение под 245 мм хвостовик	Роторный	3	4-8	100-120	32	4,2
650	1250	Бурение под 168,3 мм фильтровую колонну	Роторный	4	4-8	100-120	28	2,8

Примечание: При бурении шаблонировка ствола скважины через каждые 150 м.По усмотрению заказчика способ бурения может быть применена ВЗД.

Таблица 8.2 – Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КН32БК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								
	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места установки, м	техническая характеристика				суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	примечание
			наружный диаметр, м	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителя, град			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Долото Ø 490,5*	0	490,5	0,6	320,0				
	Кал.шар-ный КШЗ-490 МС-1	0,6	490,5	1,2	465,0				
	УБТС-203 мм	1,8	203,2	18,28	4080,5		20,08	4,31	
2	Долото Ø 393,7 мм*	0	393,7	0,5	158,0				
	КЛС 393,7 мм	0,5	393,7	1,3	453,8				
	УБТС-203 мм	1,8	203,2	9,14	2040,2				
	КЛС 393,7 мм	10,94	393,7	1,3	453,8				
	УБТС - 203	12,24	203,2	9,14	2040,2				
	УБТС- Ø 178 мм	21,38	178,0	18,28	2910,7		39,66	8,06	

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Долото Ø 295,3мм*	0,0	295,3	0,33	66,0				
	КЛС Ø 295,3 СТ	0,33	295,3	0,9	210,0				
	УБТС- Ø 203 мм	1,23	203,20	18,28	4080,5				
	КЛС Ø 295,3 СТ	19,51	295,3	0,9	210,0				
	УБТС- Ø 203 мм	20,41	203,00	18,28	4080,5				
	УБТС- Ø 178 мм	38,69	178,00	18,28	2910,7				
	Г.М. ясс двойного действия	56,97	165,10	6,50	449,80				
	УБТС- Ø 165 мм	63,47	165,10	18,28	2502,7		81,75	14,51	
4	Долото Ø 215,9 мм*	0,00	215,9	0,33	40,0				
	КЛС 215,9 мм СТ	0,33	215,9	1,10	170,0				
	УБТС-165 мм	1,43	165,1	18,28	2502,7				
	КЛС 215,9 мм СТ	19,71	215,9	1,10	170,0				
	УБТС-165 мм	20,81	165,1	9,14	1251,4				
	Г.М. ясс двойного действия	29,95	165,0	6,50	449,8				
	УБТС-165 мм	36,45	165,1	9,14	1251,4				
	ТБТ-127	45,59	127,0	54,84	4111,4		100,43	9,95	

Примечание: Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола.

* Тип используемых долот, обьемных двигателей при необходимости может быть изменен.

Таблица 8.3 – Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт., (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник норм	
1	2	3	4	5	6	7
Долото Ø 490,5 мм *	Бурение, проработка, промывка	0	20,00	-	-	1
КЛС 490 мм СТ						1
УБТС-203х80 NC61						1 комплект
Долото Ø 393,7*	Бурение, проработка, промывка	20,00	500,00	-	-	1
Г.М. ясс двойного действия						1
КС 393,7 мм						2
УБТС-203х80 NC61						1 комплект
УБТС-178х80 NC50						1 комплект
Долото Ø 295,3 мм*	Бурение, проработка, промывка	500,00	650,0	-	-	1
Г.М. ясс двойного действия						1
КЛС 295,3 мм						2
УБТС-203х80 NC50						1 комплект
Долото 215,9 мм	Бурение, проработка, промывка	650,0	1250,0	-	-	1
Г.М. ясс двойного действия						1
КЛС 215,9 мм СТ						2
165 мм УБТС						1 комплект

Примечание: * Тип используемых долот, обьемных двигателей при необходимости может быть изменен.

Таблица 8.4 – Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ и т. д. на изготовление	Суммарная величина			
			количество элементов КНБК, шт.			масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление	Долото Ø 490,5 мм*	ст. АНИ	-	-	1,0	320
	КЛС 490,5 мм	ТУ 26-02-962-83	-	-	1,0	465
Кондуктор	Долото Ø 393,7 мм *	ст.АНИ	-	-	1,0	66,00
	Г.М. ясс двойного действия	Ст. АНИ	-	-	1,0	1100,00
	КС 393,7 мм	ТУ 26-02-962-83	-	-	2,0	210,00
«Хвостовик»	Долото Ø 295,3 мм*	ст.АНИ	-	-	1,0	40
	Г.М. ясс двойного действия	ст.АНИ	-	-	1,0	619,00
	КЛС 295,3 мм	ТУ 26-02-962-83	-	-	2,0	180
Экс. хвостовик	Долото 215,9 мм	ст.АНИ	-	-	1,0	25,00
	Г.М. ясс двойного действия	ст.АНИ	-	-	1,0	320,00
	КЛС 215,9 мм СТ	ТУ 26-02-962-83	-	-	2,0	40,00

Примечание: * Тип используемых долот, обьемных двигателей 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, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ 114,3 мм по стандарту 5 АХ АНИ	114,3	8,56	G-105	NC - 50	1250	есть

Таблица 8.6 – Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учётом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение под направление	0	20	20	1	СБТ (DP)	114,3	G-105	8,56	NC 50	1,72	0,05	4,91	40,94	>3,0
Бурение под кондуктор	0	500,0	500,0	1						429,58	11,91	26,84	7,49	>3,0
Бурение под тех. «хвостовик»	0	650,0	650,0	1						568,25	15,76	30,27	6,65	>1,5
Бурение под экс. хвостовик	0	1250,0	1250,0	1						1149,57	31,88	41,82	4,81	>1,5

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 8.7 – Характеристика и масса бурильных труб

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения (присоединительной резьбы)		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление	0	20	УБТС-203x80 NC61	203,2	38ХН3МФА	61,50	З-163	9,14	2,04	2,12	2,22
			УБТС-178x80 NC50	178,0	40ХН2МА	49,00	З-133	9,14	1,49	1,54	1,62
			СБТ 114,3 (4,5")	114,3	G-105	8,56	З-133 (NC-46)	15,69	0,44	0,45	0,48
Кондуктор	0	500	УБТС-203x80 NC61	203,2	38ХН3МФА	61,50	З-163	45,70	10,18	10,59	11,12
			УБТС-178x80 NC50	178,0	40ХН2МА	49,00	З-133	18,28	2,97	3,09	3,24
			СБТ 114,3 (4,5")	114,3	G-105	8,56	З-133 (NC-46)	446,93	12,39	12,89	13,53
«Хвостовик»	0	650	УБТС-178x80 NC50	178,0	40ХН2МА	49,00	З-133	36,56	5,94	6,18	6,49
			СБТ 114,3 (4,5")	114,3	G-105	8,56	З-133 (NC-46)	814,84	22,60	23,50	24,67
Экс. хвостовик	0	1250	УБТС-165x80 NC50	165,1	AISI 4145 H	47	З-147 (NC-50)	36,56	5,01	5,21	5,47
			СБТ 114,3 (4,5")	114,3	G-105	8,56	З-133 (NC-46)	1149,57	31,88	33,15	34,81

Таблица 8.8 – Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М×К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	1250	Бурение, спуск обсадных колонн, СПО	4	5

Таблица 8.9 – Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, МПА	коэффициент наполнения	число ходов в минуту	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	20	Бурение, промывка, проработка	Буровой насос, мощность 1600/1000 л.с.	2	0,9	165,1	229,2	0,93	79	24,0	42,0
20	500			2	0,9	165,1	229,2	0,93	70	21,0	36,0
500	650			2	0,9	165,1	229,2	0,93	62	18,0	32,0
650,0	1250			1	0,9	165,1	229,2	0,93	96	28,0	28,0

Примечание: При бурении под эксплуатационную колонну на буровой должно находиться два буровых насоса.

Таблица 8.10 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см^2	Потери давлений (кгс/см^2) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	20	Бурение, промывка, проработка	40,0	7,8	-	25,86	0,18	6,16
20	500		42,8	9,2	-	25,88	0,21	7,5
500	650		60,6	23,8	-	29,44	0,76	6,59
650	1250		110,4	19,07	-	46,2	2,3	2,8

Таблица 8.11 – Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с. см^2	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатывающая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						количество, шт.	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	20	Бурение, промывка, проработка	0,40	0,035	Периферийная	-	3	18,0	40,0	35,0
20	500		0,41	0,030	Периферийная	-	8	12,7	35,5	33,0
500	650		0,81	0,047	Периферийная	-	3	10,3	54,7	77,0
							3	11,9		
650	1250		0,981	0,076	Периферийная	-	2 4	11,9 10,3	46,0	63,0

9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

9.1 Обсадные колонны

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», «Методикой по креплению нефтяных и газовых скважин», «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность» и с учетом рекомендаций фирм поставщиков, если они не противоречат нормам и правилам РК.

Расчет обсадных колонн

Расчет обсадных колонн произведен в соответствии с «Инструкцией по расчету обсадных колонн» по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Прочностные характеристики обсадных труб приняты по Инструкции.

Критические наружные давления для обсадных труб определены с учетом растягивающих нагрузок при двухосном нагружении.

Выбор обсадных труб

Типы обсадных труб и их соединений приняты в соответствии с проектными условиями спуска и эксплуатации обсадных колонн, расчетными давлениями и осевыми нагрузками, а также с учетом опыта строительства и испытания существующих скважин и приведены в таблице 9.4.

В соответствии с выше приведенным для направления, кондуктора, технической колонны были приняты обсадные трубы группой прочности Д в исполнении А с соединением ОТТМ и треугольной резьбой, для эксплуатационной колонны группой прочности Д в испольнении А с соединением ОТТМ.

Таблица 9.1– Способы расчёта наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер 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 расчёт наружного давления по:		краткое название, тип	плотность, г/см^3	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	нет	да	нет	Буровой раствор	1,14	
2	1	нет	да	нет	Буровой раствор	1,14	-
3	1	нет	да	нет	Буровой раствор	1,14	-
4	1	нет	да	нет	Вода	1,01	-

Таблица 9.1.1– Исходные данные для расчета обсадных колонн

№ п/п	Параметры	Обсадные колонны		
		Направление	Кондуктор	Тех. «Хвостовик»
1	2	3	4	5
1	Диаметр обсадной колонны, мм	426	324	245
2	Расстояние по стволу от устья до:			
	- башмака колонны L (интервал спуска), м	20	500	650
	- уровня цементного раствора h (интервал цементирования), м	-	-	1187
	- нефтегазоводопроявляющего пласта l, м	-	-	-
3	Плотность бурового раствора $\rho_{б.р.}$, г/см^3	1,14	1,14	1,14
4	Плотность продавочной жидкости $\rho_{пр.}$, г/см^3	1,14	1,14	1,14
5	Плотность опрессовочной жидкости $\rho_{опр.}$, г/см^3	1,14	1,14	1,14
6	Плотность цементного раствора $\rho_{ц.р.}$, г/см^3 (на интервале, м)	1,89	1,89	1,89
7	Плотность флюида при НГВП, кг/м^3	-	-	-
8	Пластовое давление у башмака колонны $P_{пл.L}$, МПа	0,12	4,3	6,0
9	Давление гидроразрыва у башмака колонны $P_{г.р.}$, МПа	0,37	9,25	12,0
10	Коэффициент запаса прочности на:			
	- избыточное наружное давление;	1,00	1,00	1,30
	- избыточное внутреннее давление;	1,15	1,15	1,15
	- растягивающую нагрузку	1,30	1,30	1,15

Таблица 9.2– Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.3, гр. 5)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны (см. табл. 5.2, гр. 8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см^2		внутреннее, кг/см^2	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	1	0	20	0	2	65	68
2	Кондуктор	1	0	500	0	14	90	100
3	Тех. "Хвостовмк"	1	450	650	0	35	90	103
4	Экс. "Хвостовмк"	1	650	1250	0	34	90	109

Таблица 9.3 – Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	тип соединения	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
426,0 мм	ГОСТ 632-80	с треугольной резьбой	Д	10,0	Да
324,0 мм	ГОСТ 632-80	ОТТМА	Д	9,5	Да
245,0 мм	ГОСТ 632-80	ОТТМА	Д	7,9	Да
168,3 мм	ГОСТ 632-80	ОТТМА	Д	7,3	Да

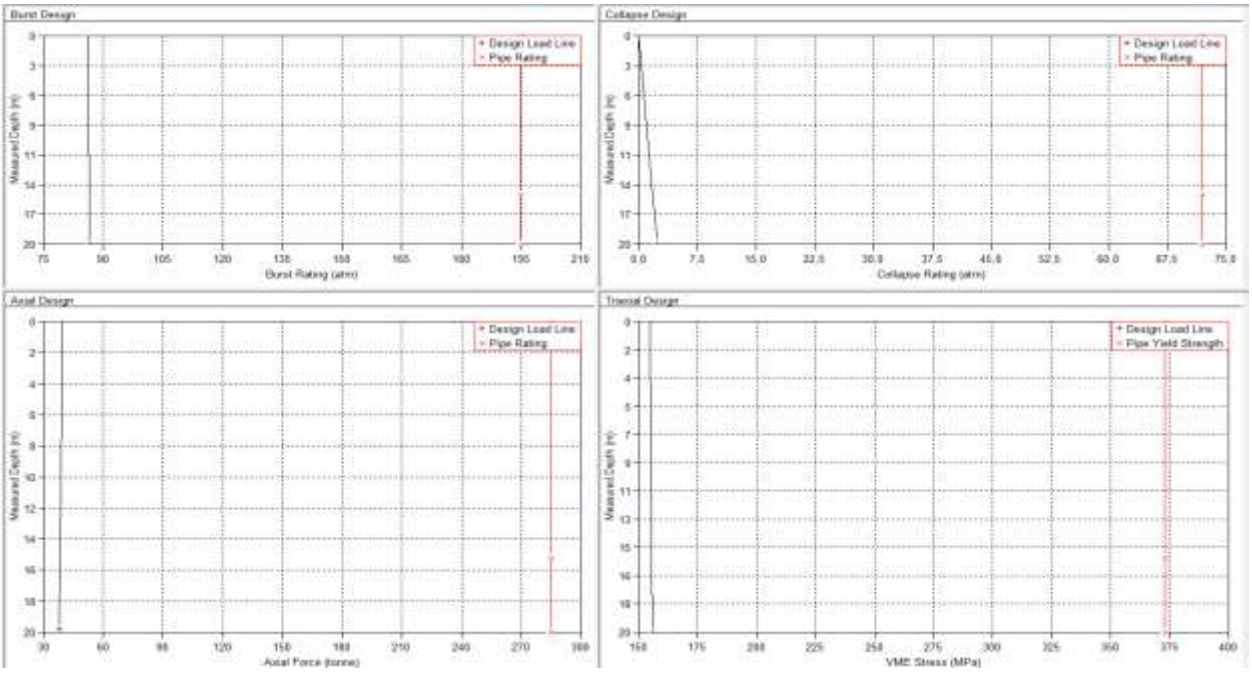

Рисунок 9.1– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине на направления Ø 426,0

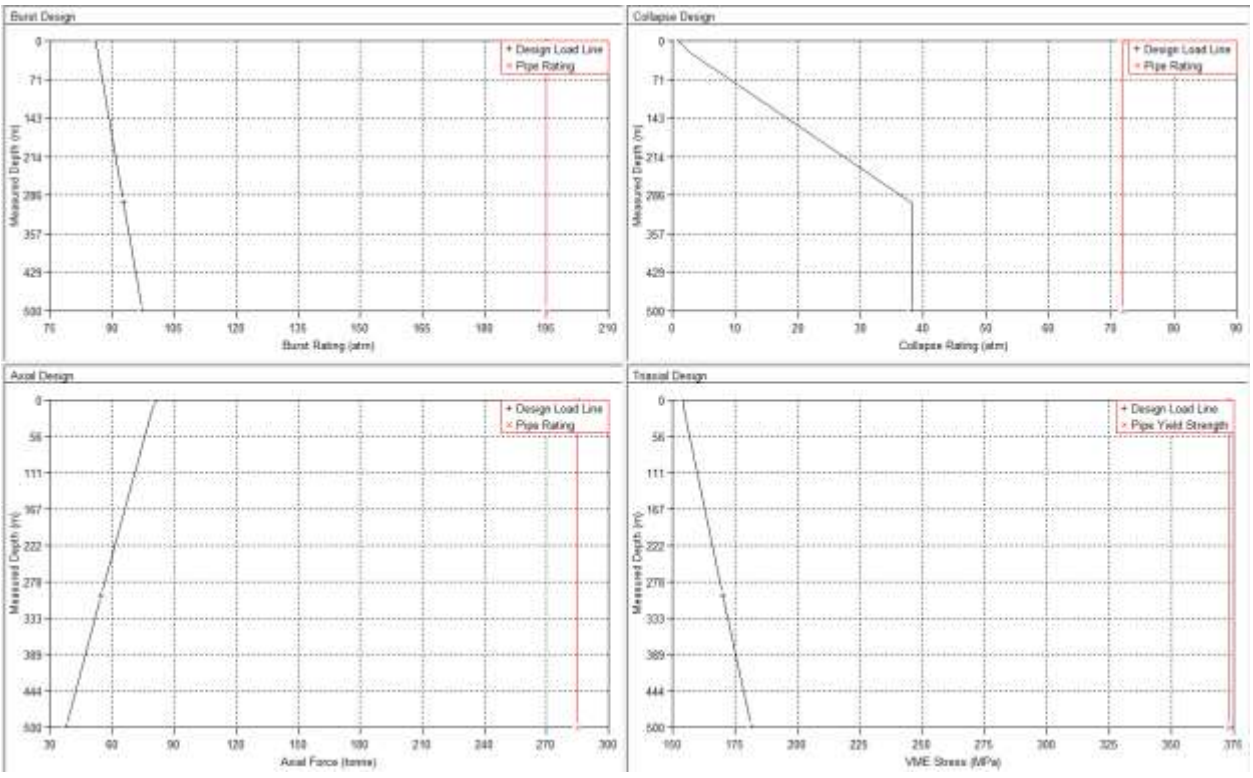

Рисунок 9.2– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине на кондуктор Ø 324 мм

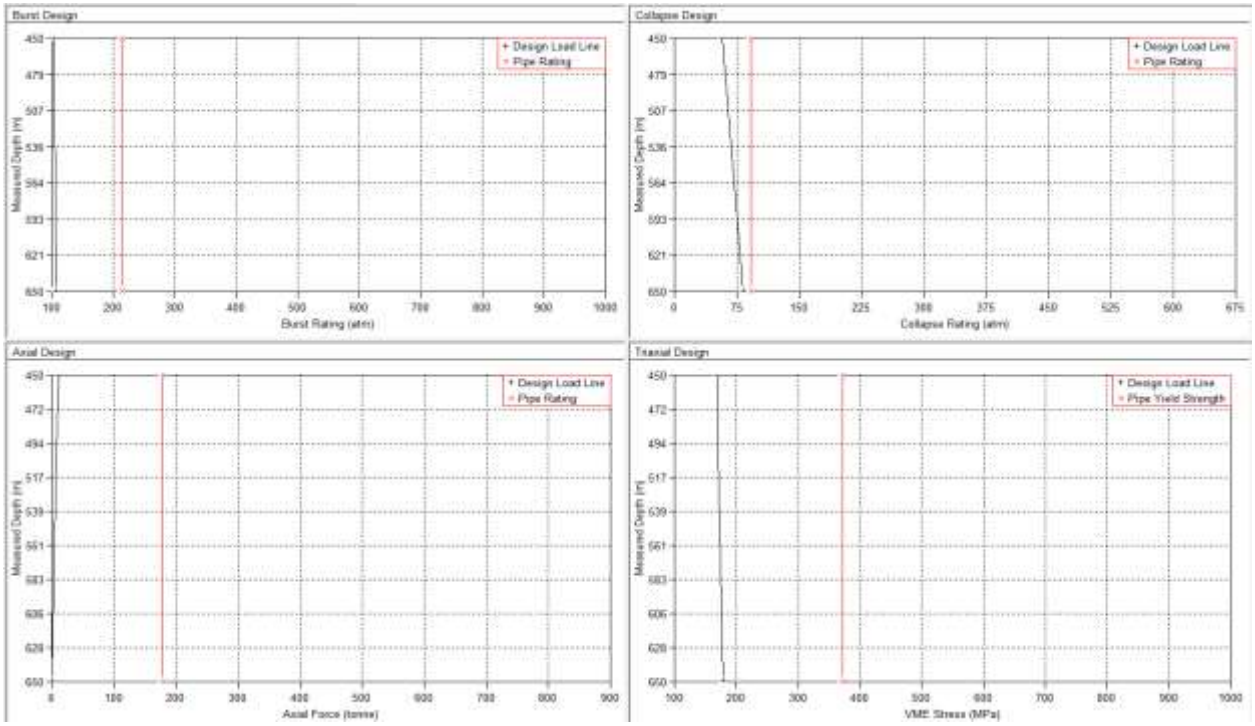

Рисунок 9.3– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине Тех. «хвостовика» Ø 245 мм

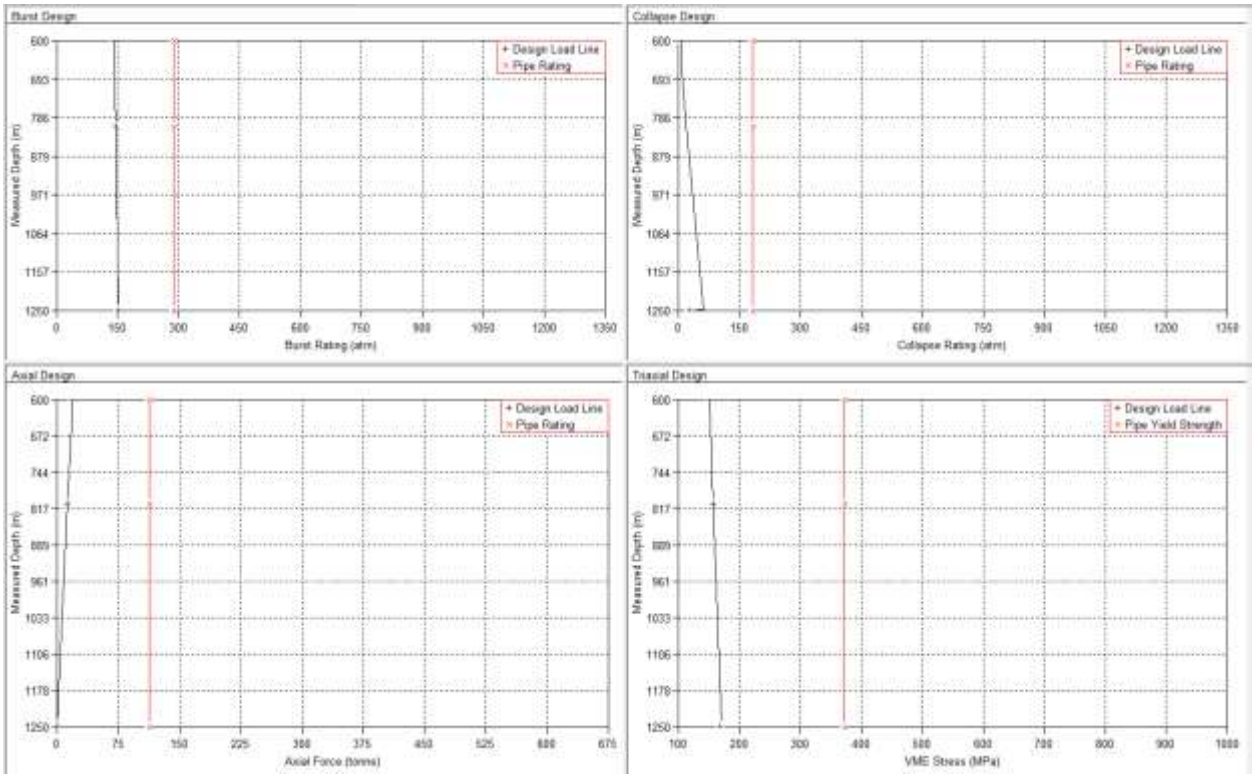

Рисунок 9.4– Эпюра избыточных наружных и внутренних давлений, действующих по длине на экс. хвостовик Ø 168 мм.

Таблица 9.4 – Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициент запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	тип соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	20,0	20,0	2,33	2,33	426,0	С труголь-ной резьбой	Д	10,0	> 1,0	> 1,15	> 1,3
2	1	1	0	500,0	500,0	38,05	38,05	324,0	ОТТМ	Д	9,5	1,29	2,46	9,37
3	1	1	450,0	650,0	200,0	9,63	9,63	244,5	ОТТМ	Д	7,9	4,86	2,87	26,49
4	1	1	600,0	650,0	50,0	1,49	1,49	168,3	ОТТМ	Д	7,3	11,36	5,38	114,19
		фильтр	650,0	1250,0	600,0	18,00	19,49	168,3	ОТТМ	Д	7,3	-	-	-

Примечание: Допустимо применение обсадных труб из стали других групп прочности, марок и толщин стенок, при условии, что их прочность не ниже проектной. Обсадные трубы соответствуют требованиям к коррозионной защите оборудования и труб в соответствии с Параграф 2. п.20 «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.). Интервал установки сетчатого фильтра уточняется после проведения ГИС.

Таблица 9.5 – Суммарная масса обсадных труб

Характеристика труб		Масса труб с заданной характеристикой, т		
тип соединения	Условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80 условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
С короткой труегольной резьбой	426,0×10,0 Д	2,33	2,44	2,57
ОТТМА	324,0x9.5-Д	38,05	39,95	41,95
ОТТМА	244,5x7,9-Д	9,63	10,11	10,61
ОТТМА	168,0x7,3-Д	18,00	18,90	19,85
ОТТМА	168,0x7,3-Д	1,49	1,57	1,65

Таблица 9.6– Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т. д. на изготовление	масса элемента, кг	Интервал установки, м (по стволу) от (верх)	Интервал установки, м (по стволу) до (низ)	количество элементов на интервал, шт.	количество, шт.	масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление 426,0 мм)	1	Башмак колонный БКМ-426	ОСТ 39-011-87	140	0	20	1	1	140
			Обратный клапан ЦКОД.1-426	ТУ 39-1443-89	115	0	10	1	1	115
			Пробка продавочная ПРП-Ц-407х426	ТУ 3666-001-00141887-93	65	-	-	1	1	65
2	Кондуктор Ø 323,9 мм	1	Башмак колонный БКМ-324	ОСТ 39-011-87	85	-	500,0	1	1	85
			Обратный клапан ЦКОД.1-324	ТУ 39-1443-89	89	-	490,0	1	1	89
			Центраторы ЦЦ 324/394*	ТУ 39-01-08-283-77	19	0	495,0	20	20	380,0
			Пробка продавочная ПРП-Ц-Н 324	ТУ 3666-001-00141887-93	27	В цем. Головке		1	1	27
3	Тех. «Хвостовик» Ø 244,5 мм	1	Башмак колонный БКМ-245	ОСТ 39-011-87	53	-	650,0	1	1	53
			Обратный клапан ЦКОДМ-245-2	ТУ 39-1443-89	57	-	640,0	1	1	57
			Разъединитель Р-245×324	-		450,0	452,0	1	1	-
			Центраторы ЦЦ 245/295*	ТУ 39-01-08-283-77	15	457,0	645,0	10	10	150
			Пробка продавочная ПРП-Ц-Н -219х245	ТУ 39-01-268-76	9,5	В цем. Головке		1	2	19,0
			ПРП-Ц-Н -219х245					1		
4	Экс. хвостовик Ø 168,3 мм	1	Башмак колонный БКМ-168	ОСТ 39-011-87	23	-	1250,0	1	1	23
			Обратный клапан ЦКОДМ-168-1	ТУ 39-1443-89	25	-	1240,0	2	2	50
			Центраторы ЦЦ-168/212-216*	ТУ 39-01-08-283-77	10,5	0	1235,0	25	25	262,50
			Подвеска хвостовика нецементируемая ПХН168,3х245	-	260,0	600	603	1	1	260

Примечание:

1. Допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии соответствия требованиям отечественных или зарубежных стандартов;
2. Количество и интервал установки центраторов, скребков и турбулизаторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования;
3. Для дополнительного увеличения степени вытеснения бурового раствора тампонажным и создания равномерного цементного кольца в заколонном пространстве и повышения изоляционной надежности крепи скважины, допускается устанавливать жесткие центраторы.
4. По усмотрению Заказчика спуск тех. хвостовика может быть выполнен с подвеской хвостовика цементируемая 324х245.

Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спус ка (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединении		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м/с		Допустимая мая скорость спуска труб на клиньях, м	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	название колонны	номер части колонны в поряд-ке спус-ка		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, и т.д. 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	Направление Ø 426,0 мм	1	Элеватор, Спайдер-элеватор	Р-402	ТУ-38-101708-78	0	20	0,4-0,3	20	-	20	1 цикл	36,0
2	Кондуктор Ø 323,9 мм	1	Элеватор, Спайдер-элеватор	Р-402	ТУ-38-101708-78	0 50	50 500	0,6-0,4 0,4-0,3	500,0		40 500,0	1 цикл 1 цикл	31,5
3	Тех. «Хвостовик» Ø 244,5 мм	1	Элеватор, Спайдер-элеватор	Р-402	ТУ-38-101708-78	0 450	450 650	0,5-0,3 0,3-0,2	650		450 650	1 цикл 1 цикл	24,0
4	Экс. хвостовик Ø 168,3 мм	1	Элеватор, Спайдер-элеватор	Р-402	ТУ-38-101708-78	0 650 750	650 750 1250	0,3-0,4 0,3-0,2 0,3-0,2	1250		650 750 1250	1 цикл 1 цикл	21,0

Таблица 9.8 – Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение экс. колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см²			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, кгс/см²	Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу-вверх) (см. табл. 9.4)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, кгс/см²
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	Кондуктор Ø 324 мм	1	-	1,20	1,20	90	13	-	-	-	1	95
3	Тех. «Хвостовик» Ø 245 мм	1	-	1,20	1,20	90	23	-	-	-	1	95
4	Экс. «Хвостовик» Ø 168,3 мм	1	-	1,01	-	90	-	-	-	-	1	95

9.2 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Таблица 9.9 – Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в по рядке спуска	Название колонны (см.табл. 5.2 гр.2)	Способ Цементирования	Данные по раздельно спускаемой части колонны				Данные по каждой ступени цементирования				
			Номер в порядке спуска (см. табл.5.2)	Интервал установки, м		Глубина установки муфты для ступенчатого цементирования	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	Название порции тампонажного раствора	Интервал глубины цементирования, м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	прямой	1	0	20	-	1	12	ПТЦ-I-G-СС-1 (ПТЦ-ДО-100)	0	20
2	Кондуктор	прямой	1	0	500	-	1	12	ПТЦ-I-G-СС-1 (ПТЦ-ДО-100)	0	500
3	Тех. «Хвостовик»	прямой	1	450	650	-	1	12	ПТЦ-I-G-СС-1 (ПТЦ-ДО-100)	450	650

Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)								
				тип или название	объём порции, $м^3$	плотность, $гс/см^3$	водоотделение, %	водоотдача, $см^3$/30 мин (по АНИ)**	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, $мг/см^2$ (фунт/100 $фт^2$)	время загустевания,	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Направление	1	1	Буферная	1,0	1,01	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж-1*	2,22	1,89	<1-	н/р**	20	100 (12)	90	16
				Продавочная**	0,60	1,20	-	-	миним.	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная	4,0	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж-1*	20,72	1,89	<1	н/р**	20	100-125 (20-25)	120	24
				Продавочная**	20,28	1,20	-	<8	миним.	40-50 (8-10)	-	-
3	Тех. «Хвостовик»	1	1	Буферная	4,0	1,01	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж-1*	4,13	1,89	<1	н/р**	20	100-125 (20-25)	180	24
				Продавочная**	11,34	1,20	-	<8	миним.	40-50 (8-10)	-	-

Примечание: * Объемы тампонажных растворов определены с учетом среднего коэффициента кавернозности (табл.4.1), который уточняется по результатам фактических геофизических исследований;
** Буровой раствор.

Таблица 9.11 – Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см^3	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, кг/м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Направление Ø 426 мм	1	-	Буферная	Вода техническая	1,01	-	-	1000,0
					ПАА (1,0÷1,5% водный раствор)	0,78	-	-	5,0
				Тампонажный-1	Цемент ПЦТ-G-СС-1 (ПЦТ ДО-100)*	3,15	-	-	1303,95
					Ускоритель схватывания ($CaCl_2$)**	2,51	-	-	27,12
					Вода техническая	1,00	-	-	568,93
				Продавочная	Буровой раствор	1,20	-	-	
2	Кондуктор Ø 324 мм	1	1	Буферная	Вода техническая	1,00	-	-	1000,0
					ТПФН (1÷2%+ПАВ-20л)**	2,52	-	-	20,00
				Тампонажный-1	Цемент ПЦТ-G-СС-1 (ПЦТ ДО-100)	3,15	-	-	908,4
					Ускоритель схватывания ($CaCl_2$)***	2,51	-	-	24,38
					Вода техническая	1,00	-	-	54,5
				Продавочная	Буровой раствор	1,20	-	-	
3	Тех. «Хвостовик» Ø 245 мм	1	1	Буферная	Вода техническая	1,00	-	-	1000,0
					ТПФН (1÷2%+ПАВ-20л)**	2,52	-	-	15,0
					ПАВ (Рауан)**	1,05			20,0
				Тампонажный-1	Цемент ПЦТ-G-СС-1 (ПЦТ ДО-100)*	3,15	-	-	1215,00
					Замедлитель схватывания (НТФ)	1,33	-	-	1,22
					Расширяющая добавка НРС (СИГБ)*	2,25	-	-	48,60
					Понизитель водоотдачи (FL12S)	1,34			22,48
					Пеногаситель (DFA)	2,10			4,25
					Вода техническая	1,00	-	-	555,56
				Продавочная	Буровой раствор	1,03	-	-	

Примечание: * Допускается использование цементов других марок при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-2019;

** 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 других химических реагентов и добавок при условии обеспечения ими требований, представленных в табл. 9.10.

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 (снизу-вверх)	Номер ступени цементирования части колонны (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых насосов)						Время выполнения технологической операции, мин	
								диаметр цилиндровых втулок, мм	скорость агрегатов или число двойных ходов насоса	суммарная производительность агрегатов, л/с	давление, кг/см^2		объём порции на данном режиме, м^3	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 направления	Буферная	ЦА-320М	закачка	2	127	III-IV	15,7			1,00	1	1
				Тампонаж-1		затворение	1	127	IV	10,6			2,22	3,5	4,6
				Тампонаж-1		закачка	1	127	IV	10,6			2,22	3,5	8,0
				Сброс пробки										5	13,0
				Бур. раствор		продавка	2	127	II	5,2	-		0,60	2	**15,0**
2	1	1	Цементирование кондуктора	Буферная	ЦА-320М	закачка	2	127	III-IV	15,7			4,00	4,2	4,2
				Тампонаж-1		затворен	1	127	IV	10,6			20,72	33	36,8
				Тампонаж-1		закачка	1	127	IV	10,6			20,72	33	69,4
				Сброс пробки										5	74,4
				Бур. раствор		продавка	2	127	IV	16,7			18,28	18	92,6
				Бур. раствор		продавка	2	127	II	5,2	-		2,00	6	**99,0**

Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4	1	1	Цементирование «хвостовика»	Буферная	ЦА-320М	закачка	2	127	III-IV	15,7			4,00	4	4,2
				Тампонаж-1		затворение	1	127	IV	10,6			4,13	6	10,7
				Тампонаж-1		закачка	1	127	IV	10,6			4,13	6	17,2
				Сброс пробки										5	22,24
				Бур. раствор		продавка	2	127	IV	16,7			9,34	17	38,9
				Бур. раствор		продавка	2	127	II	5,2	-		2,00	8	**47,2**

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. Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм-производителей (Halliburton, Schlumberger-Dowell и т.д.), обеспечивающих требуемые режимы цементирования.

Таблица 9.13 – Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Номер схемы обвязки цементирования	Потребное количество ЦА										
						основных								дополнительных		
			от (верх)	до (низ)		тип	всего	в том числе для						тип	всего	в том числе резерв
								затворения	Перемешивания	закачки	Про-давки	амбара	резерва			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	1	0	20	-	ЦА-320М	2	1	-	1	1	-	-	-	-	-
2	1	1	0	500	-		2	1	-	1	1	-	-	-	-	-
3	1	1	450	650	-		2	1	-	1	1	-	-	-	-	-

Примечание: Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм-производителей при условии обеспечения требуемых режимов цементирования (таблица 9.12).

Таблица 9.14 – Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Потребное количество												
					смесительных машин				цементовозов				автоцистерн				
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для доставки жидкости		
							тампонажа 1	тампонажа 2			тампонажа 1	тампонажа 2			буферный	затворения	продавочной
1	1	1	0	20	СМН-20	1	1	-	-	-	-	-	АЦН-20	1	-	-	-
2	1	1	0	500		1	1		-	-	-	-		1	-	-	-
3	1	1	450	650		1	1							1			

Примечание: Допускается применение цементировочной техники других фирм-производителей при условии обеспечения выполнения требований проекта.

Таблица 9.15 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

№ п/п	Название или шифр	Потребное количество			
		номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)			суммарное на скважину
		1	2	3	
1	2	3	4	5	7
1	Цементировочный агрегат ЦА-320М	2	2	2	6 вызовов
2	Смесительная машина СМН-20	1	1	1	3 вызовов
3	Блок-манифольд БМ-700	-	1	1	2 вызова
4	Станция контроля цементирования СКЦ-2М	-	1	1	2 вызова
5	Автоцистерна АЦН-20	1	1	1	3 вызова
6	Автоцистерна АЦН-20	-	-	1	1 вызова

Таблица 9.16 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№ п/п	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т. д. на изготовление	Единицы измерения	Потребное количество			
				номера колонн (см. табл. 5.2, гр.1)			суммарное на скважину
				1	2	3	
1	2	3	4	5	6	7	10
1	Цемент ПЦТ-G-СС-1 (ПЦТ ДО-100)	ГОСТ 1581-2019	т	3,04	19,76	5,27	28,07
2	Ускоритель схватывания ($CaCl_2$)	ГОСТ 453,77-77	кг	62,06	520,25	0,00	582,31
3	Замедлитель схватывания (НТФ)	ТУ 6-09-5283-86	-//-	0,00	0,00	5,17	5,17
4	Расширяющая добавка НРС (СИГБ)	API 10A	т	0,00	0,00	0,21	0,21
5	водн. р-р ПАА	API 10A	кг	5,15	0,00	0,00	5,15
6	ТПФН	API 10A	-//-	0,00	82,40	61,80	144,20
7	ПАВ (Рауан)	API 10A	-//-	0,00	0,00	82,40	82,40
8	Понизитель водоотдачи	API 10A	-//-	0,00	0,00	95,64	95,64
9	Пеногаситель (DFA)	API 10A	-//-	0,00	0,00	18,09	18,09
10	Вода техническая для затворения	-	$м^3$	1,39	17,85	2,52	21,77
11	Вода техническая для буфера	-	$м^3$	1,10	4,40	4,40	9,90
12	Вода для продавки	-	$м^3$	-	-	-	0,00
13	Всего технической воды	-	$м^3$	**2,49**	**22,25**	**6,92**	**31,67**

Примечание: 1. Допускается использование цементов марки ПЦТ I-G-СС-1 или марки “G” других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-2019 и стандарта API 10A;

2. Допускается использование химических реагентов других фирм-производителей (отечественных или зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл. 9.10);

3. Для расчёта необходимого количества материалов использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента К=1,05, для хим. реагентов – К=1,03, для воды затворения К=1,1 [17].

9.3 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 9.17 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/см^2		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ТУ и т. д. на изготовление	Количество	Допустимое рабочее давление, кгс/см^2	Масса, тс	
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорным					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Кондуктор Ø 324 мм	42	75	13	ОП 42-350/80-35, в том числе: превентор универсальный (кольцевой) + превентор плашечный (два плашечных (сдвоенный))	ГОСТ 13862-2003	1 к-т	350	7,98,8	16,7
					ОКК1-21-168 х 324 или ОКК2-21-168х245х324	ГОСТ 30196-2001	1 к-т	210	0,490	0,490
3	Тех. «Хвостовик» Ø 245 мм	42	90	23	ОП 42-230/80-35, в том числе: превентор универсальный (кольцевой) + превентор плашечный (два плашечных (сдвоенный))	ГОСТ 13862-2003	1 к-т	350	7,98,8	16,7
4	Экс. Хвостовик Ø 168,3 мм	-	90		ОКК1-21-168 х 324 или ОКК2-21-168х245х324	ГОСТ 30196-94	1 к-т	210	0,6	0,6
					Фонтанная арматура АФК1-65-21	ГОСТ 13846-2003	1 к-т	210	0,807	0,807

Примечание:

1. Колонная головка должна обеспечивать возможность контроля давления в межколонном пространстве и закачку в него скважинной среды;
2. На корпусе колонной головки должны быть два боковых отвода, предназначенных для установки запорных устройств и манометра;
3. Резьба нижнего присоединительного резьбового конца корпуса однофланцевой колонной головки должна соответствовать резьбе обсадных труб (без применения сварных соединений).

10 ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1 Освоение пластов в процессе бурения

Таблица 10.1– Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, испытание с геофизическими исследованиями)	Затраты времени на испытание							Суммарное время по всем объектам, сут	
			для буровой организации				для геофизической организации				
			нормативное время, ч			всего на объект, сут	нормативное время, ч		всего на объект, сут		
номер	глубина нижней границы, м		проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл. 3 Вр. УСНВ	испытание (опробование) по табл. 2 Вр. УСНВ		ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ	испытание (опробование) по табл. 2, 21 СНВ на ПГИ		для буровой организации	для геофизической организации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Освоение пластов в процессе бурения не предусматривается.											

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

Номер объекта испытания (см. табл. 10.1)	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 обоотборника		осевая нагрузка, тс	начальный перепад давления, кгс/см^2	депрессия, передаваемая, на пласт, кгс/см^2	количество циклов исследования	время ожидания притока, ч			диаметр, мм	длина, м
			испытателей пластов	пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Таблица информации не несет																

Таблица 10.3 – Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номер объекта	Интервал залегания объекта		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Опробование пластов в процессе бурения не предусматривается.							

10.2 ОСВОЕНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Таблица 10.4 – Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу-вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т			Коэффициент запаса прочности		
											с учётом				
														на избыточное давление	
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 м, кг		теоретическая	плюсового допуска	запаса при спуске при наличии в скважине сероводорода	на растяжение	наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	949	89	гладкие	Д	5,5	9,52	949	9,03	9,36	-	7,29	>1,15	>1,32

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

Таблица 10.5 – Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости										
									составляющие компоненты				
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объём порции, м	плотность, г/см^3	водоотдача, см^3/30 мин по АНИ	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мгс/см^2 (фунт/100 фт^2)	название компонен-та	плотность, г/см^3	влажность, %	сорт	норма расхода компонента, кг/м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Таблица информации не несет													

Таблица 10.6 – Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
1	2	3
Таблица информации не несет		

Таблица 10.7 – Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т. д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
Таблица информации не несет				

Таблица 10.8 – Продолжительность освоения объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по освоению и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сут	
			процесса операции	суммарная по объекту
1	2	3	4	5
1	Подготовительные работы перед испытанием	ССНВ таб.22, графа 3	0,8	0,8
	Шаблонирование обсадной колонны и промывка скважины	ССНВ таб.22, графа 13	0,4	0,8
	Смена бурового раствора на техническую воду	ССНВ таб.25, графа 8	0,2	0,2
	ПЗР к спуску и спуск НКТ,установка ФА	ССНВ таб.22, графа 5 ,ССНВ	0,4	0,4
	Откачка до получения чистой воды и прекращения пескования, вести замер уровня и дебита воды	ССНВ таб.27, графа 1, п. 2,16	2,1	4,2
	Суммарная по объекту (с учетом проведения испытания скважины в 2 смены)	ССНВ пункт 2,15		6,4

Таблица 10.9 – Продолжительность работы агрегатов при освоении скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по освоению и интенсификации	Название или шифр агрегата	Количество вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, час
1	2	3	4	5	6
1	Опрессовка НКТ	ЦА-320М	1	ЕНВИ §§ 7, 8	6,1
	Опрессовка фонтанной арматуры (ФА) на пробное давление	ЦА-320М	1	ЕНВИ §17	1,7
	Замена бурового раствора на техническую воду	ЦА-320М	1	ЕНВИ § 29(а), 30	1,3
	Откачка воды	ЦА-320М	1	ССНВ таб.22, графа 8	48
	Суммарная по обьекту				57,2

Таблица 10.10 – Потребное количество материалов для освоения скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Концентрация кг/м^3	Единица измерения	Потребное количество 1 объект
1	2	3	4	5	6
	Вода (для смены бурового раствора на воду и промывки - 2 цикла)	Местный	-	м^3	92,5

Примечание: 1. Во время перфорации иметь на скважине 2-х кратный запас объема жидкости качестве для глушения и дежурный цементировочный агрегат ЦА-320 или аналогичный.

Таблица 10.11 – Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность, час	Диаметр штуцера, мм	Расход	
			нефти, м^3	газа, тыс. м^3
1	2	3	4	5
Отработка объекта на факел не производится				

Примечание: При освоении эксплуатационных скважин в схеме оборудования устье, не предусмотрена система сепарации, так как после вытеснения расчетного объема жидкости перфораций, скважина подключается к линии сбора жидкости, далее направляется на узел учета, сбора и сепарации жидкости, то есть в групповую установку.

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	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции по стволу, м	Время механического бурения между очередными проверками, сут.	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление Ø 426 мм	визуальный, магнитопорош-ковый контроль, ультразвуковой, проникающими веществами	20	30	УБТС - 203 мм	4	Трубные резьбы СБТ, УБТ, ТБТ и переводники	2,4	0,16
			30	Кал.шар-ный КШЗ-490 МС-1	2		2,4	0,08
Кондуктор Ø 323,9 мм		500,0	45	УБТС - 203 мм	8		2,4	0,32
			45	КЛС 393,7 мм СТ	4		2,4	0,16
			45	УБТС – 178 мм	4		2,4	0,16
			90	СБТ 114,3	80		2,4	3,20
Тех. «Хвостовик» Ø 244,5 мм		650,0	45	УБТС - 203 мм	8		2,4	0,32
			45	УБТС – 178 мм	4		2,4	0,16
			45	КЛС Ø 295,3 СТ	4		2,4	0,16
			45	УБТС- 165 мм	4		2,4	0,16
			45	ТБТ 127,0 мм	12		2,4	0,48
			90	СБТ 114,3 мм	142		2,4	5,68
Экс. хвостовик 168,3 мм		1250,0	45	УБТС- 165 мм	8		2,4	0,32
			45	ТБТ 127,0 мм	12		2,4	0,48
			90	СБТ 114,3 мм	170		2,4	6,80

Примечания: Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по РД39 – 013 – 90 [13];

Таблица 11.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина от стола ротора, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление создаваемое агрегатом при опрессовке, кгс/см^2	Источник норм времени	Продолжительность операции, час.
			Тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор Ø 323,9 мм	Кондуктор совместно с ПВО	500,0	ЦА-320 М*	1	75,0	ЕНВБ&109	1,35
	цементное кольцо и горные породы	503,0	ЦА-320 М*	1	13,0	ЕНВБ&112	1,53
«Хвостовик» Ø 244,5 мм	«Хвостовик» совместно с ПВО	650,0	ЦА-320 М*	1	90,0	ЕНВБ&109	1,35
	цементное кольцо и горные породы	653,0	ЦА-320 М*	1	23,0	ЕНВБ&112	1,53
Эксплуатационная Ø 168,3 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК1-21-168 х 324 или ОКК2-21-168х245х324	1250,0	ЦА-320 М*	1	90,0	ЕНВБ&109	1,35
	Фонтанная арматура АФК1-65-21 с эксплуатационной колонной	1250,0	ЦА-320 М*	1	90,0	ЕНВи&17	1,78

Примечания: Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны (глава 5, параграф 17 п. 509 ПОПБОПО НГОП). Величина пробного давления равна 2 Рр (согласно п. 3.3, таблицы 3, ГОСТ 13846-2003 Арматура фонтанная и нагнетательная).

* Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями.

12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

12.1 Подготовительные работы к строительству скважины

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

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

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

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

Исходя из этого, для бурения проектной скважины до глубины 1250,0 м при максимальном весе бурильной колонны – 41,82 т, обсадной колонны – 38,05 т, а также исходя из вышеперечисленного, руководствуясь «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (глава 13, п.190) выбираем буровую установку грузоподъёмностью не ниже 41,82*1,4 = 58,5 тн. выбраны буровые установки грузоподъемностью не менее 120 тн.

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

Буровое оборудование должно иметь технические паспорта и формуляры установленного образца фирмы изготовителя. Паспорта должны 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 12.1– Подготовительные работы к строительству скважины

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	№ варианта	№ скв.	Кол-во
1	2	3	4	5	6
1*	Планировка буровой площадки механическим способом при, грунт II кат.		1; 2	-	1,7
	а) при монтаже 50 м × 80 м × 0,2 м б) при демонтаже 50 м × 80 м × 0,2 м	-	-	-	1600
2*	Обваловка площадки ГСМ (20 м × 2 + 15 м × 2) × 1,25 м	$м^3$	-	-	87,5
3*	Установка емкости на отводах ПВО для сбора пластового флюида в случае НГВП	-	-	-	2
4*	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	м	-	-	150
5*	Задвижки стальные d 70-100 мм на водопровод в ящиках (колодцах)	шт.	-	-	2
6*	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур.раствор, пар)	м	-	-	300
7*	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными материалами	м	-	-	30
8*	Пожарные стояки (гидранты)	шт.	-	-	2
9*	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов глубиной 1 м	-	-	-	4
10	Низковольтная осветительная линия	м	-	-	150
10.1	Установка металлических опор**	шт.	-	-	8
10.2	Подвеска алюминиевых 3-х проводов d = 16 мм	-	-	-	1,5

Примечание: 1. Буровой подрядчик до начала работ по монтажу, демонтажу и строительству буровой установки должен иметь:

- план организации работ (далее – ПОР);
- наряды-допуски на выполнение строительно-монтажных работ в охранной зоне наземных и подземных коммуникаций, трубопроводов и электрических линий;
- технологический регламент на строительно-монтажные работы;
- положения о производственном контроле;
- план ликвидации аварий.
- При планировании площадки используется:
- бульдозер 1 единица;
- экскаватор 1 единица;
- автотранспорт 1 единица.

* Низковольтная осветительная линия предусматривается на случай установки внешнего дополнительного освещения буровой площадки и для возможных нужд жилгородка;

** Допускается установка опор из другого материала.

Таблица 12.2 – 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	См. таб. 1.1	1
2	Заготовка вех и кольев		-«-
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины		-«-
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода		-«-
5	Определение высоты устья скважины методом технического нивелирования		-«-
6	Определение азимута		-«-
7	Ведение полевой документации		-«-
8	Камеральная обработка материалов		-«-
9	Переезды на участке работ		-«-

Примечание: Работы производятся Заказчиком.

12.2 Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины

Таблица 12.3 – Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта	Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное)
1	2	3	4	5
1, 2	См. таб. 1.1		Дизелно-электрический	повторное

Таблица 12.4 - Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования

№№ п/п	Наименование работ	Вид монтажа		Ед. изм.	Номер варианта	Кол-во	Прим-ие
		первич.	повтор.				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка Грузоподъемность не менее 120 тн			к-т		1	
	Дизельный двигатель, N-470 кВт			-"-		1	
	Дизельный двигатель, N-932 кВт			-"-		2	
	Дизель-генератор, N-440 кВт, дизель-генератор резервный, N-410 кВт			-"-		1+1	
1	Буровая автоплатформа 7 м х 5 м х 5,2 м в том числе:						
1.1	вышка мачтовая, высотой 41 м	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1;2	1	
1.2	талевый блок, рузоподъемностью (г/п) 120 тн.	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
1.3	Крюкоблок, г/п 120 тн.	агр.	-"-	-"-	-"-	1	
1.4	Вертлюг, г/п 120 тн	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
1.5	балкон верхового рабочего	кр. бл.	-"-	-"-	-"-	1	
1.6	система аварийного спуска верхового рабочего	агр.	агр.	-"-	-"-	1	
1.7	буровая лебедка, N-510 кВт	кр.бл.	кр.бл.	-"-	-"-	1	
1.7.1	главный тормоз (ленточный)	агр.		-"-	1	1	в к-кте
1.7.2	вспомогательный гидротормоз модель 202	-"-		-"-	-"-	1	-"-
1.7.3	гидравлическая катушка	-"-		-"-	-"-	1	-"-
1.7.4	противозатаскиватель	-"-		-"-	-"-	1	-"-
1.8	приспособление для крепления мертвого конца талевого каната ZJ200	-"-	агр.	-"-	1;2	1	
1.9	лебедка гидравлическая, г/п 3 тн.	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
1.10	аварийное силовое устройство N-55кВт	-"-	кр.бл.	-"-	-"-	1	
1.11	коробка передач	агр.	-"-	-"-	-"-	1	
1.12	редуктор	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
1.13	воздушный компрессор –	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
1.14	гидравлическая система с масляным насосом	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
1.15	система подъема вышки	агр.	агр.	-"-	-"-	1	
2	Рабочая площадка 5,4м.х7,4м. с основанием высотой 5 м. (4,5 м. под ротором):	агр.	кр.бл.	к -т	1;2	1	
2.1	ротор, г/п 450 тн.	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
2.2	универсальный механический ключ, макс. момент вращения -35 кН.м	-"-	агр.	-"-	-"-	1	
2.3	стояк стальной Ø - 75 мм высокого давления 350 кгс/см для подачи бурового раствора	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
2.4	подсвечник для бурильных труб	-"-	кр.бл.	-"-	-"-	1	

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
2.5	шурф для квадрата	-"-	агр.	-"-	-"-	1	
2.6	шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
2.7	тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью - 9 тн	агр.	агр.	-"-	-"-	1	
2.8	пульт управления бурильщика:	кр. бл.	кр. бл.	-"-	-"-	1	
2.8.1	индикатор давления на стояке, индикатор веса на крюке	-"-		-"-	-"-	1	-"-
2.8.2	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"-		-"-	-"-	1	-"-
2.8.3	индикатор числа оборотов ротора	-"-		-"-	-"-	1	-"-
2.8.4	индикатор уровня в доливной емкости	-"-		-"-	-"-	1	-"-
2.8.5	регистратор объема бурового раствора	-"-		-"-	-"-	1	-"-
2.8.6	пульт управления ПВО (дублирующий)	-"-	агр.	-"-	1;2	1	
3	Датчики: веса,числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бур. раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противопотока бурового раствора, газа	-"-		-"-	1	1	-"-
4	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	-"-		-"-	-"-	1	-"-
5	Средства телеметрии (по условиям контракта)	агр.	агр.	к-т	1;2	1	
6	Энергетический модуль:	м .бл.	м.бл	-"-	-"-	1	
6.1	дизель-генератор, N-440 кВт	-"-		-"-	-"-	1	в к-те
6.2	дизель-генератор резервный, N-410 кВт	-"-		-"-	-"-	1	в к-те
6.3	воздухосборник с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере	-"-		-"-	-"-	1	-"-
7	Циркуляционная система:						
7.1	буровой насос	м .бл.	м.бл.	-"-	1;2	2	
7.2	привод бурового насоса дизельный двигатель, N-932 кВт	-"-		-"-	-"-	2	
7.3	всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø-305 мм	узел	узел	-"-	-"-	2	
7.4	задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø 300 мм	агр.	агр.	шт	-"-	4	
7.5	выкидная линия бурового насоса высокого давления Ø -75 мм (от насоса до манифольда)	узел	узел	к-т	-"-	2	
7.6	линия высокого давления Ø 75 мм 350 кгс/см для подачи бурового раствора от насоса в	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
7.7	задвижки высокого давления Ø 75 мм на манифольде	агр.	агр.	шт.	-"-	2	
7.8	выкидная линия бурового раствора Ø 406 мм (скважина - вибросито)	узел	узел	м	1;2	10	
7.9	емкость для очистки бурового раствора на 5 отсеков V- 40 м^3	м .бл.	м .бл.	-"-	-"-	1	
7.10	вибросито сдвоенное	агр.		-"-	1	1	в к-те

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
7.11	сепаратор газовый Z	-"-		-"-	-"-	1	-"-
7.12	шламовый насос SB-	-"-		-"-	-"-	2	-"-
7.13	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-5,5 кВт , гидроперемешиватель	-"-		-"-	-"-	1/1	-"-
7.14	Центрифуга, производ. 40 м^3/час (по требованию заказчика)						
7.15	емкость 25 м^3 для сбора отходов бурения	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
7.16	емкость рабочая (всасывающая)V- 40 м^3:	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
7.17	пескоотделитель DERR	-"-		-"-	1	1	в к-те
7.18	илоотделитель с ц/бежным насосом и эл/двигателем N-55 кВт	-"-		-"-	-"-	1	
7.19	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт, гидроперемешиватель	-"-		-"-	1	3/1	
7.20	емкость дозировочная для химреагентов V=2,5 м^3	-"-		-"-	-"-	1	
7.21	емкость для смешивания бурового раствора на два отсека V=40 м^3	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
7.22	емкость V=7 м^3 для приготовлении бурового раствора	-"-		-"-	-"-	1	-"-
7.23	емкость для запаса бурового раствора V=40 м^3	-"-	м .бл.	-"-	1;2	1	
7.24	емкость доливная	-"-	м .бл.	-"-	1;2	1	
7.25	сбвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	-"-	-"-	6	
8	Система приготовления бурового раствора:			-"-			
8.1	бункер (контейнер) для материалов	м .бл.	м .бл.	-"-	-"-	1	
8.2	емкость V=2,5- 4 м^3 на смесительной емкости			-"-	-"-	1	
8.3	центробежный насос с эл/двигателем N-55 кВт, гидроворонка	агр.	агр.	-"-	1;2	1/2	
8.4	шламовый насос с эл/двигателем к нему N- 5,5 кВт	-"-	-"-	-"-	-"-	1	-"-
9	Насос с электроприводом к нему N- 55 кВт для подачи воды	-"-	-"-	-"-	-"-	1	-"-
10	Шламовый насос с электродвигателем N-30 кВт для откачки жидкости из шахты с обвязкой трубопроводом с циркуляционной системой (по требованию заказчика)						
11	Емкость для сбора пластового флюида V- 50 м на концах линий ПВО	-"-	-"-	-"-	-"-	2	
12	Емкость для воды малого V- 40м3 и большого V- 70м^3	-"-	-"-	-"-	-"-	2	
13	Емкость для дизтоплива расходная V-40 м 3 с центробежным насосом и электроприводом	-"-	-"-	-"-	1	1	в к-те
14	Бак для дизтоплива расходная V-2 м^3	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
15	Бак двухсекционный для смазочного масла	-"-	-"-	-"-	1	1	

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
16	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	узел	-"-	-"-	4	
17	Противовыбросовое оборудование	агр.	агр.	-"-	-"-	1	
17.1	универсальный (кольцевой) превентор	-"-.	-"-.	-"-	1	1	в к-те
17.2	превентор плашечный спаренный (2 плашечных превентора)	-"-	-"-	-"-	2	2	-"-
17.3	четырехходовой переводник	-"-	агр.	-"-	1;2	1	-"-
17.4	блок управления ПВО	-"-	-"-	-"-	-"-	1	-"-
17.5	дистанционная панель управления	-"-	-"-	-"-	1;2	1	
17.6	манифольд линии дросселирования	узел	узел	к-т	1;2	1	
17.7	манифольд для глушения скважины JG	-"-	-"-	-"-		1	
17.8	штуцерный манифольд диаметром 103 мм (1гидравлический)	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
17.9	пульт управления гидравлическим штуцером (тип манометра Y40)	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
17.10	сепаратор газа из бурового раствора	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
17.11	гидравлическая лебедка г/п 3 тн	-"-	-"-	-"-	1	1	
17.12	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм х 25м	узел	узел	-"-	-"-	2	
18	Колонная головка ОКК1-210-168×324 или ОКК-2-210-168×245×324			-"-		1	при бурении
19	Приемный мост металлический горизонтальный	м .бл.	м .бл.	-"-	1;2	1	
20	Приемный мост наклонный	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
21	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м			-"-		6	
22	Инструментальная площадка	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
23	Бойлер (котельная) иили 2электрокотла по 100 кВт	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
24	Емкость V-20 м^3 для воды (питание котла) с центробежным насосом и электроприводом	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
25	Емкость V-4 м^3 для дизтоплива (питание котла) с центробежным насосом	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
26	Обвязка оборудования коммуникациями:			-"-	-"-		
26.1	водопроводы, топливопроводы, воздухопроводы	узел	узел	-"-	-"-	1	
26.2	паропроводы	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
27	Металлические ограждения бурового оборудования	агр.	агр.	-"-	-"-	1	
28	Металлические кожухи для укрытия коммуникаций	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
29	Электромонтаж оборудования	-"-.	-"-.	-"-	-"-	1	
30	Электроосвещение буровой установки	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
31	Контур заземления	узел	узел	к-тур	-"-	3	
32	Центрирование вышки в процессе бурения	опер	опер	вышка	-"-	1	
33	Подготовительные работы к транспортировке вышечно-лебедочного блока	кр.бл.	кр.бл.	-"-	-"-	1	

Продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
34	Мобильный кран г/п 16-25 тн.(по условиям контракта)			-"-	1;2	1	
35	Устр. шахты 2мх2мх1.5м с ж/бет. дном и стенок не менее 150 мм или ст-ным листом толщ. 10 мм.						
36	Места установки датчиков стационарных газосигнализаторов . На буровой они устанавливаются: у ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в нас. помещении – (2 шт), у приемных емкостей (2 шт) и в помещении отдыха персонала.	узел	узел	к-т	1;2	8	
	Оборудование для освоения скважин:						
1	Установка мобильная для освоения скважин г/п не менее 60 тн	кр.бл.	кр.бл.	-"-	-"-	1	
2	Оттяжки к вышке	узел	узел	-"-	-"-	4	
3	Дизельный двигатель 176 кВт	м.бл	м.бл	-"-	-"-	1	
4	Прожектор	агр.	агр.	-"-	-"-	4	
5	Фонтанная арматура: АФК-65×21	агр.	агр.	-"-	-"-	1	
6	Выкидная линия 73 мм для промывки скважины на металл. стойках в бетоне	-"-	-"-	-"-	-"-	30/1	
7	Задвижка Ø 80 мм высокого давления на выкидных линиях	м .бл.	м .бл.	шт.	-"-	4	
8	Приемные мостки со стеллажами для НКТ	агр.	агр.	-"-	-"-	1	
9	Приемная емкость V-50 м^3 для раствора	м .бл.	м .бл.	-"-	-"-	2	
10	Емкость V-50 м^3 для запаса воды	-"-	-"-	-"-	-"-	2	
11	Обвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	-"-	-"-	7	

Таблица 12.5- Объёмы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для оборудования

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед.изм.	Номер варианта	Кол-во
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1;2	**1**
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью	площадка	-"-	1
3	Обшивка подвышечного основания синтетической тканью	сарай	-"-	1
4	Сарай (навес для бур. насоса с приводом 8 м×4,0 м×2,6 м (каркас металл., обшивка синтетической тканью	-"-	-"-	1
5	Сарай для котельной 2,5 м×4 м×3 м обтянут синтетической тканью		-"-	
6	Лестницы на буровой установке согласно схеме:	лестница		1
6.1	- для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	-"-	-"-	1
6.2	- для прохода с рабочей площадки на поверхность земли	-"-	-"-	2
6.3	- для прохода с платформы на поверхность земли	-"-	-"-	2
6.4	- для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	желоб	-"-	1
7	Аварийный спуск	оттяж.	-"-	4
8	Оттяжки к вышке с устройством якорей	к -т	-"-	7
9	Санитарно-бытовые помещения (за пределами буровой площадки на расстоянии-высота вышки+10 м.)	-"-	-"-	1
9.1	Офис со складским отделением	-"-	-"-	2
9.2	Электромонтаж помещения (вагончиков)			

Таблица 12.6– Объёмы работ по фундаментам под буровое оборудование

№№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Номер варианта	Кол-во
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	-"-	-"-	11
1.2	автоплатформу	-"-	-"-	20
1.3	емкости циркуляционной системы	-"-	-"-	15
1.4	блок приготовления бурового раствора	-"-	-"-	15
1.5	буровой насос и привод к нему	-"-	-"-	16
1.6	энергоблок	-"-	-"-	15
1.7	склад ГСМ	-"-	-"-	18
2	Фундамент из железобетонных блоков 2м*1м*0,6м под КПБ-3	-"-	-"-	4
3	Изоляция синтетической пленкой площадок под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, насосами	$м^2$	-"-	100
4	Геомембранная пленка под экологические емкости	$м^2$	-"-	120
5	Металлические стойки через10 м,забетонированные в земле.	-"-	-"-	10

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

13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Таблица 13.1– Продолжительность строительства скважин

Продолжительность цикла строительства скважины, сут						
всего	в том числе					
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление			
					в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7
31,7	3,0	2,0	20,3	6,4	-	6,4

1844 – проектная скорость бурения, м/ст.мес
Тбур = (1250*30)/1844 = 20,3 сут.
Тбур – продолжительность бурения и крепления, сут.

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	Отбор керна	совмещённым способом
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	0,5	0	20	-	0,5	-	-
2	Кондуктор	1,5	20	500	-	3,0	-	-
3	Тех. «Хвостовик»	1,5	500	650	-	4,0	-	-
4	Экс. «Хвостовик»	-	650	1250	-	9,3	-	-
Итого:	**20,3**	**3,5**			**-**	**16,8**	**-**	**-**

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 этого, проектом предусматривается оснащение буровой установки при бурении скважины средствами, повышающими безопасность труда в соответствии с ПОПБОПО НГОП по следующему перечню:

Таблица 14.1– Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ п/п	Наименование средств безопасности	Наим. об-кта	Кол-во
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Прием мост	1 комп-кт
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей	БУ	1 шт.
4	Притовозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъема) и ограничитель нагрузки талевой системы ОБЛ и др.	БУ	по 1 комплекту
5	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1 шт.
6	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 комплект
7	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки	БУ	1 шт.
8	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
9	Приспособление для безопасного бурения шурфа под ведущую трубу	БУ	1 шт.
10	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 комп-кт
11	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 комп-кт
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 комп-кт
13	Приспособление для очистки от раствора труб при подъеме их из скважины	БУ	1 комп-кт
14	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приемного моста	БА	2 комплекта
15	Система обогрева в зимнее время (паровой котел, эл. калорифер, и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО	БУ	1 комп-кт
16	Крючок для подвески штропов	БУ	1 шт.
17	Пневматический раскрепитель бурильных труб	БУ	1 комп-кт
18	Автоматический ключ буровой (АКБ) или пневматический буровой ключ (ПБК) в комплекте с ПКР	БУ	1 комп-кт
19	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.
20	Блокирующие устройства ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по 1 комп-кт
21	Моментомер для замера крутящего момента на роторе	БУ	1 шт.
22	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.

Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
23	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 комп.
24	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных труб с ключом и комплектом переводников по размерам труб (по 2 переводника на каждый типоразмер трубы)	БУ	2 комп.
25	3 - фазная розетка для подключения промыслово-геофизической аппаратуры (на всех типах буровых)	БУ	1 шт. на
26	Вилка для захвата вкладышей ротора	БУ	1 шт.
27	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
28	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливочная емкость с уровнемером и др.)	БУ	
29	Струбцины (стяжки) и зажимы («невольки») для растяжек вышек и мачт (по 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку)	БУ	1 комп.
30	Шаблон для обсадных труб по диаметрам (на каждый диаметр)	БУ	по 1 шт.
31	Колпачок для безопасного перемещения долот	БУ	1 комп-кт
32	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора (полевая лаборатория)	БУ	1 комп-кт
33	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 комп-кт
34	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители и др.)	БУ	1 комп-кт
35	Защитные очки и др. СИЗ для приготовления бурового раствора с химреагентами	БУ	по 1 шт.на рабочего
36	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга	БУ	1 шт.
37	Приспособление для быстроразъемного соединения и разъединения нагнетательного шланга со стояком (фланцевое соединение и пр.)	БУ	1 шт.
38	Устьевое противовыбросовое оборудование	БУ	1 комп-кт
39	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок	БУ	не < 2 заправки
40	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 комп-кт
41	Указатель “Открыто”, «Закрыто” к задвижке высокого давления	БУ	1 шт.
42	Демпфер (предохранитель) к манометру буровых насосов	БУ	по 1 шт.на манометр
43	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 шт.
44	Приспособление для снятия поршней со штоков бур. насос-в и выемки втулок	БУ	1 комп-кт
45	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков буровых насосов	БУ	1 шт.
46	Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
47	Автоматический сигнализатор уровня промышленной жидкости в емкости	емк.	1 шт. на насос
48	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
49	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
50	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
51	Отводные крючки	БУ	4-5 шт.
52	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	устье скв.	1 шт.
53	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 комп-кт

Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
54	Пояс предохранительный для верхового рабочего	БУ	2-3 шт.
55	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 комп-кт
56	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компр.	1комп.
57	Искрогаситель выхлопных газов с выводом его в емкость с водой (гидрозатвор)	ДВС	по 1 шт.на выхлопную трубу
58	Стеллажи для хранения баллонов с газов высокого давления	БУ	1 комп-кт
59	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съемные упоры и др.)	БУ	1 комп-кт
60	Верстак столярный с т исками и набором слесарных инструментов	БУ	1 комп-кт
61	Ограничитель напряжения холостого хода эл/сварочного трансформатора	эл/свар. трансф	1 шт.
62	Газоанализатор (переносной или его аналог) для своевременного контроля ПДК вредных веществ при вскрытии горизонта: на устье, виброситах, емкостях и территории (сероводород, окись углерода, окись азота и др.)	БУ	3 шт. (2 рабочих и 1 резерв.).
63	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напр. 12 В.	БУ	2 шт.
64	Диэлектрические средства защиты от поражения эл/током (перчатки, подставки, коврики, боты)	БУ	1 комп-кт
65	Защитные каски с подшлемниками	БУ	1 на рабочего
66	Вкладыши противошумные «Беруши» или противошумные наушники	БУ	1 на рабочего
67	Средства связи с базой (рация, телефон)	БУ	1 комп-кт
68	Контрольно-измерительные приборы	БУ	1 комп-кт

Примечание: Допускается работа буровой или отдельного ее оборудования при замене перечисленных в настоящих “Нормативах” средств защиты их аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

С учетом типа установки, используемой при испытании скважины производится ее оснащение дополнительными средствами, предусмотренными ПОПБОПО НГОП по следующему перечню:

Таблица 14.2 – Средства механизации и автоматизации

№ п/п	Наименование средств безопасности	Наим. объекта	Количество
1	2	3	4
1	Механизмы или приспособления для свинчивания и развинчивания НКТ и штанг	БУ	1комплект
2	Механизированный ключ буровой или приспособление для регулировки высоты его подвески	-"-	-"-
3	Ключ круговой для насосных штанг	-"-	-"-
4	Безопасный ключ буровой для отвинчивания насосных штанг	-"-	-"-
5	Воронки для направления труб и спуска насосных штанг	-"-	-"-
6	Вилки для подтаскивания НКТ	-"-	-"-
7	Траверса для погрузки и разгрузки насосных штанг	-"-	2 шт.
8	Приспособление для выброса труб (салазки, лоток, желоб)	-"-	1 шт.

Продолжение таблицы 14.2

1	2	3	4
9	Подсвечник с обогревом в зимнее время	-"-	-"-
10	Вилка подкладная	-"-	-"-
11	Штангодержатель разрезной	-"-	-"-
12	Индикатор веса колонны труб	-"-	-"-
13	Ограничитель переподъема крюкоблока	-"-	-"-
14	Ролик оттяжной с ограждением	-"-	-"-
15	Ролик предохранительный 1-го пояса	ВБ	-"-
16	Якорь для вспомогательных работ	-"-	-"-
17	Безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом	лебедка	-"-
18	Устройство против разбрызгивания бурового раствора	БУ	-"-
19	Устьевое противовыбросовое оборудование	-"-	-"-
20	Вилка для захвата вкладышей ротора	-"-	-"-
21	Ключ для разгибания шплинтов втулочно-роликовых цепей	-"-	-"-
22	Приспособление для отвинчивания и завинчивания долот	-"-	-"-
23	Колпачок для безопасного перемещения долот	-"-	-"-
24	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	-"-	-"-
25	Приспособление для снятия фонтанной арматуры с устья скважины	-"-	-"-
26	Крючок для подвески и надевания штропов на однорогий крюк	-"-	-"-
27	Струбцины и зажимы для растяжек	вышка, мачта	по 1 и 3 для растяжки
28	Предохранительная пластина или шпилька	норшн. насос	5 шт. на каждую ступень
29	Страховочный канат для подвески и защиты промывочного шланга	БУ	1 шт.
30	Приспособление для БС и разъединения промывочного шланга	БУ	-"-
31	Сигнализатор уровня жидкости в емкостях	емкости	-"-
32	Клапан обратный в обвязке “устье-компрессор”	БУ	-"-
33	Клапан предохранительный многократного действия	порш.насос	-"-
34	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	стац. насос	-"-
35	Указатель “Открыто”, ”Закрыто”	задвижка	-"-
36	Шаблоны на каждый диаметр труб	БУ	1 комплект
37	Комплект контрольно-измерительных приборов согласно перечня	-"-	-"-
38	Лубрикатор для спуска КИП под давлением	-"-	-"-
39	Задвижка с катушкой и патрубком для герметизации пространства между колонной и НКТ	-"-	-"-
40	Воронка, не дающая искрения над верхней задвижкой ФА	-"-	1 шт.
41	Патрубки подъемные для каждого диаметра труб	-"-	1 комплект
42	Патрубки монтажные на каждый диаметр труб	-"-	-"-
43	Пояса предохранительные	-"-	-"-
44	Искрогаситель выхл. труб ДВС с выводом его в емкость с водой (гидрозатвор)	ДВС	2 шт. на каждую выхл. трубу
45	Успокоитель талевого каната	лебедка, БУ	1 шт.

Продолжение таблицы 14.2

1	2	3	4
46	Газоанализатор ПДК вредных веществ (сероводорода) переносной	БУ	3 комплекта
47	Противогазы фильтрующие с запасными коробками типа К2, В, КФ и др.	-"-	12 комплектов
48	Аварийное освещение (аккумуляторные лампы)	-"-	2 шт.
49	Диэлектрические средства защиты (перчатки, подставки, коврики, боты)	-"-	-"-
50	Средства связи (рация, телефон)	-"-	-"-
51	Комплект СИЗ: защитные очки, каски с подшлемниками, вкладыши “Беруши” или противошумные наушники (при работе на объектах с повышенным шумом)	-"-	1 шт. на каждого работника

Примечание: 1. Объекты нефтяной и газовой промышленности оснащаются средствами защиты, серийно выпускаемыми промышленностью.

2. Перечисленные средства эксплуатируются в соответствии с инструкциями изготовителя и производственными инструкциями, разработанными в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ПОПБОПО НГОП).

Таблица 14.3 – Средства контроля

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ на изготовление	Кол-во, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса	импортные	1
2	Индикаторы давления, показывающие (манометры)	импортные	4
3	Роторный моментомер	-	1
4	Шаблоны для контроля за износом центраторов и калибраторов	-	2
5	Мерные скобы для контроля диаметров бурильных труб и УБТ	-	4
6	Уровнемер в доливной емкости	-	1
7	Газоанализатор CH_4 на 8 точек	импортные	1
8	Газоанализатор H_2S на 3 точки	импортные	1
9	Портативный газоанализатор горючего газа (3 шт), кислорода (2 шт)	импортные	3
10	Лаборатория буровых растворов	-	1
10.1	Прибор для определения удельного веса	-	1
10.2	Прибор для определения условной вязкости	-	1
10.3	Вискозиметр	-	1
10.4	Вискозиметр FANN	-	1
10.5	Секундомер	-	1
10.6	Прибор для определения содержания песка	-	1
10.7	Фильтропресс со сжатым CO_2	-	1
10.8	Высокотемпературный фильтропресс высокого давления со сжатым воздухом	-	1
11	Станция геолого-технологического контроля (с глубины 50 м)	-	1

Примечание: Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.

15 ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА, САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

При проектировании и строительстве скважин выполняются требования законодательства, нормативных актов и документов, стандартов Республики Казахстан по промышленной, пожарной, экологической безопасности, чрезвычайным ситуациям природного и техногенного характера, охране труда, санитарно- гигиеническим условиям, лицензирования, технического регулирования в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ПОПБОПО НГОП). Перечень документов указан в разделе 19. Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности (ПБ) разработаны с целью защиты от опасных, аварийных и чрезвычайных ситуаций и их последствий при строительстве скважины и включают организационные, технические условия предупреждения аварий, пожаров, ЧС, воздействия опасных и вредных факторов.

Таблица 15.1– Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности

№ п/п	Наименование и содержание производственного процесса, мероприятия ПБ	Ответственное лицо
1	2	3
1	Общие требования к строительству опасного объекта	
1.1	Выполнение условий технического регулирования по допуску оборудования и выдачи разрешений на его применение.	Руководитель организации (службы)
1.2	Наличие на объекте утвержденной и согласованной проектной документации с мероприятиями ПБ и оценки риска опасных ситуаций, декларации безопасности.	Руководитель организации (службы) Руководитель объекта
1.3	Обеспечение объекта производственными инструкциями, плакатами, знаками безопасности, журналами, схемами	служба ТБ, Руководитель объекта
1.4	Разработка плана ликвидации возможных аварий и действий персонала	-"-
1.5	Приемка объекта в эксплуатацию, составление документации	Руководитель организации (службы)

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3
1.6	Режимный доступ на объект, защита от несанкционированного воздействия, терактов	Руководитель объекта
1.7	Осуществление производственного контроля	-"-
1.8	Производство работ по наряду-допуску, газоопасных и огнеопасных работ	-"-
1.9	Контроль воздуха рабочей зоны	-"-
1.10	Ремонтные работы	-"-
1.11	Ведение технической документации по опасным работам	-"-
2	Строительные работы	-"-
2.1	Организация строительной площадки, рабочих мест, эксплуатация машин и механизмов, инструмента, транспорт, электрогазосварочные и газопламенные работы	-"-
2.2	Безопасность земляных работ	-"-
2.3	Безопасность погрузочно-разгрузочных и высотных работ	-"-
2.4	Электромонтажные и пуско-наладочные работы	-"-
3	Подготовительные и вышкомонтажные работы	-"-
3.1	Безопасность монтажа-демонтажа буровой установки, согласование трассы	-"-
3.2	Комплектация буровых установок средствами безопасности, механизации	-"-
3.3	Безопасность при строительстве буровых установок	-"-
3.4	Территория и помещения буровой распределяется по классу взрывоопасности на В-1 и В-1г. К классу В-1 относятся: устьевая шахта, буровая с редукторным блоком, желобная система, ёмкости для бурового раствора, насосный блок. К классу В-1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3 м и территория вокруг открытых устройств ограниченная расстоянием 5 м. В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Запрещается сушка на котлах и возле них лесоматериалов, одежды, а также устройство на котлах и над ними деревянных помостов. Дымовые трубы котлов следует очищать от сажи не реже 3 раз в месяц. Запрещается работа котлов одновременно на смеси газа и нефти в одной топке, а также на топливе, не освобожденном предварительно от воды и твердых примесей. Расходный бак с топливом должен находиться снаружи котельной в специальном помещении с выходом наружу. Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100^0 С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта. При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключающий возможность попадания его на пол котельной. Не разрешается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках.	Руководитель объекта
4	Безопасность при строительстве скважин	-"-
4.1	Применение буровых растворов, в т.ч. на углеводородной основе	-"-
4.2	Охранные зоны	-"-
4.3	Безопасность технологических процессов	-"-
4.4	Безопасность при бурении наклонно-направленных и горизонтальных стволов	-"-

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3
4.5	Безопасность при наличии сероводорода	-"-
4.6	Безопасность конструкции скважин и крепления ствола	-"-
4.7	Безопасность монтажа и эксплуатации противовыбросового оборудования	-"-
4.8	Безопасная эксплуатация бурильного инструмента	-"-
4.9	Безопасность спуско-подъемных операций	-"-
4.10	Безопасность при освоении и испытании скважин	-"-
4.11	Безопасность ремонтных работ на скважине	-"-
4.12	Безопасность геофизических работ и исследований	-"-
4.13	Безопасность по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий	-"-
4.14	Безопасная эксплуатация бурового оборудования и инструмента	-"-
Примечание: Проектные решения предусматривают соблюдение промышленной безопасности по указанным работам и подробно указаны в соответствующих разделах и положениях технического проекта в соответствии с ПОПБОПО НГОП		
5	Пожарная безопасность при строительстве скважин	-"-
5.1	Мероприятия по пожарной безопасности регламентируются специальным регламентом, правилами и нормами	Руководитель объекта, службы, организации
5.2	Оформление разрешения на огневые работы	Руководитель объекта
5.3	Установка предупредительных и запрещающих знаков на объекте	-"-
5.4	Обеспечение пожарных проездов и безопасных расстояний, хранение грузов, пожарные гидранты	-"-
5.5	Огнезащитные средства	-"-
5.6	Безопасность при осмотре резервуаров, отогрев оборудования	-"-
5.7	Проверка герметичности оборудования	-"-
5.8	Допуск автотранспорта, спецтехники с искрогасителями, размещение служебных и бытовых помещений на безопасном расстоянии	-"-
5.9	Требования к помещениям	-"-
5.10	Обеспечение средствами пожаротушения	-"-
5.11	Хранение горючих веществ и материалов, очистка помещения и площадок	-"-
5.12	Средства связи и сигнализации	
6	Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций. Оценки вероятности ЧС	Руководитель объекта
6.1	Система оповещения	-"-
6.2	Схема места эвакуации	-"-
6.3	Действия персонала по ПЛВА при ЧС	-"-
7	Экологическая безопасность	-"-
7.1	Мероприятия предусматривают защиту окружающей среды согласно ОВОС	-"-
7.2	Применение безопасного метода	-"-
7.3	Природоохранные мероприятия	-"-
7.4	Оценки рисков ЧС воздействия на ОС	-"-
8	Безопасность и охрана труда	-"-

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3
8.1	Мероприятия по безопасности и охране труда (БОТ) разработаны с целью защиты работников от воздействия опасных производственных факторов и включают организационно-технические, санитарно-гигиенические условия и требования	Руководитель организации, объекта
8.2	Проведение мониторинга ОТ	Руководитель объекта, службы ТБ
8.3	Учет и расследование травматизма	-"-
8.4	Медицинский осмотр персонала	-"-
8.5	Обучение, инструктаж и проверка знаний персонала	-"-
8.6	Применение оборудования соответствующего допустимому уровню шума и вибрации	-"-
8.7	Применение системы управления охраной труда	-"-
8.8	Контроль и информация по охране труда	-"-
8.9	Требования по допуску персонала, применение средств защиты	-"-
8.10	Системы отопления и вентиляции	-"-
8.11	Обеспечение инструкциями, плакатами и знаками по ТБ	-"-
8.12	Безопасное обустройство территории объекта, площадок	-"-
8.13	Контроль воздуха рабочей зоны, шума, вибрации	-"-
8.14	Устройство и безопасное содержание ограждений, лестниц, площадок	-"-
8.15	Безопасная эксплуатация оборудования и инструмента	-"-
8.16	Опрессовка трубопроводов, арматуры на пробное давление	-"-
8.17	Техническое освидетельствование оборудования, сосудов, грузоподъемных механизмов	-"-
8.18	Мероприятия по электробезопасности	-"-
8.19	Контроль стальных канатов	-"-
8.20	Контроль безопасности при монтаже–демонтаже буровой установки	-"-
8.21	Безопасные условия погрузочно-разгрузочных работ и транспорта	-"-
8.22	Контроль ответственности персонала	-"-
8.23	Комплектное содержание буровой установки	-"-
8.24	Опрессовка пневматической системы	-"-
8.25	Опрессовка манифольда бурового насоса	-"-
8.26	Установка предохранительного устройства на буровых насосах	-"-
8.27	Безопасная подвеска и крепление машинных ключей рабочим и страховым канатом	-"-
8.28	Обеспечение комплектности буровой бригады	-"-
8.29	Проверка исправности оборудования перед спуском обсадной колонны	-"-
8.30	Применение средств механизации и автоматизации при СПО	-"-
8.31	Безопасная эксплуатация противозатаскивателя	-"-
8.32	Ежесменный контроль оборудования	-"-
8.33	Безопасность при спуско-подъемных операциях (СПО)	-"-
8.34	Проведение осмотра буровой вышки и регистрация в журнале	-"-
8.35	Безопасное проведение работ по ликвидации отложений, аварий, газонефтеводопроявлений	-"-
8.36	Безопасность при опробовании и испытании скважин	-"-
8.37	Безопасность при геофизических работах	-"-
8.38	Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоёмкие производственные факторы, а также	Руководитель объекта, службы ТБ

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3
8.38	обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины. Строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно "Нормативов...", и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности: – Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (ПОПБОПО НГОП); – Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр. РК, 15.06.2018г. №239 – Отраслевая инструкция по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов РД-08-47-94; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД-08-44-94; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД-08-46-94; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01-94; – Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94; – Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; – Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41-94; – Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин; – Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно- монтажных работах в бурении; – Инструкция по предупреждению открытых фонтанов; – План ликвидации возможных аварий при ГНВП; – Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах; – Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда в нефтяной промышленности; – Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. ППБС РК.	
8.39	Наличие средств индивидуальной и коллективной защиты, медицинской аптечки, газоанализаторов, средств связи	Руководитель объекта, службы ТБ

15.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА

Таблица 15.2 – Требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по пром. санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями,СИЗ, спецодеждой, спец. обувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещённости.
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть СИЗ: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение СИЗ предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спец. обуви и других СИЗ регламентировано "Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спец. обуви и других средств защиты". Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен СИЗ, представленными в таблице 15.4.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны и в соответствии с каталогом "Промышленные противогазы и респираторы" члены буровой бригады, опробования для защиты органов дыхания должны быть обеспечены СИЗ - противогазами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) - 120 минут при макс. содержании вред. веществ в диапазоне 24000-26000 мг/м^3 (по бензолу) (см. таб. 15.4)
4	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями СанПиН РК № 167 от 25.01.12 по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 15.3.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещённости на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться "Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования. "Естественное и искусственное освещение", "Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий", "Правила устройства электроустановок (ПУЭ РК 2003)", "Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон".
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещённых 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, нормы освещённости которых представлены в таблице 15.7. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебёдочный 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 - не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света.

Продолжение таблицы 15.2

1	2
	Выбор типа светильников производится с учётом 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 взрыво-непроницаемое, взрывозащищённое 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, экранизирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражённые от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора.При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми перем. током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещённости не должен превышать 20 %. Светильники производственных 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 СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к проектированию производственных объектов» и СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к обьектам нефтедобывающей промышленности», строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.10.

15.2. 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 СанПиН РК № 167 от 25.01.12 г. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности».

Основными источниками шума на буровой площадке являются оборудование буровой установки, установка для приготовления цементных растворов, буровые насосы, центрифуга, вибросита, платформа дегазатора, дизель-генераторы, подъемные механизмы, транспортные средства и др. (действительные замеры уровня шума будут проводится в разных местах на буровой установке 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 «Шум. Общие требования безопасности».

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

Основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

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

Выполненные расчеты уровня звукового давления при проведении буровых работ на расстоянии 100 м равен 56 дБ, 150 м равен 50.12 дБ, и 200 м равен 45.96 дБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 50 м равен 39 дБ удовлетворяют санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах (80 дБ).

СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ШУМА И ВИБРАЦИИ

Таблица 15.3 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Место установки на буровой
1	2	3
1	Кожух	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы
2	Виброизолирующая площадка	У пульта бурильщика

Принятые технологические решения, обеспечивают допустимый уровень звука (шума) на рабочих местах не выше 80 дБ (согласно СанПиН № 167 от 25.01.12 г.). 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).

СРЕДСТВА ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

Проектом предусматривается обеспечение членов бригады по «Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и др. средств индивидуальной защиты» (Инструкция РД 08-33-94).

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

Помимо СИЗ данная инструкция рассматривает также Стандартизированное защитное оборудование, используемое в компании АО «Мангистаумунайгаз».

Назначение

В настоящей инструкции приведены основные положения по определению случаев, в которых требуется использование СИЗ, а также описаны методы ухода за ними. В инструкции также предлагается список защитного оборудования, одобренного компанией компании АО «Мангистаумунайгаз» для закупки.

Сфера применения

Действие настоящей инструкции распространяется на всех сотрудников компании

АО «Мангистаумунайгаз», подрядчиков и посетителей, находящихся с визитом на

объектах компании АО «Мангистаумунайгаз». Ссылки:

ТБ Защита органов дыхания;

ТБ Знаки безопасности и сигнальные цвета.

Определение терминов

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

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

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

Роли и обязанности

Все сотрудники:

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

Руководители:

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

Отдел закупок:

- Приобретает защитное оборудование, утвержденное Менеджером по технике безопасности. Вопросы по типу перчаток, приобретаемых для отдельных видов работ, следует решать со специалистами по технике безопасности.

Служба материального обеспечения:

- Ведет учет запасов СИЗ и защитного оборудования.

Общие требования

Подбор СИЗ и оборудования:

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

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

Обязательное использование СИЗ:

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

Для объектов, расположенных на территории компании АО «Мангистаумунайгаз» таких как: объекты, строительные участки, складских помещений и баз, - обязательно ношение следующих видов СИЗ:

- каска;
- защитные очки;
- 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 иным установленным Казахстанским и международным стандартам.

Соответствие СИЗ определенным видам опасных факторов

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

Требования, предъявляемые к посетителям

Требования к посетителям производственной зоны идентичны требованиям, которые соблюдают и выполняют рабочий персонал и персонал ИТР на объектах подконтрольных компании АО «Мангистаумунайгаз».

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

Замена СИЗ

Замена защитной обуви производится в соответствии с процедурой отдела ТБ по выдаче рабочей одежды сотрудникам компании АО «Мангистаумунайгаз».

СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ГОЛОВЫ

Общие положения

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

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, берушей 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 компании АО «Мангистаумунайгаз», разрешается использование только защитных очков, защитных лицевых щитков и шлемов сварщиков, отвечающих требованиям стандарта РК "Защита глаз и лица" или иных признанных казахстанских стандартов.

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

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

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

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

Закрытые защитные очки выполнены таким образом, что могут выдержать удары мелких частиц, и используются для защиты глаз при колке, дроблении камня, резке металла, при шлифовании или сверлении с использованием ручного инструмента, при ручной клепке и т.д.

При проведении шлифовальных и подобных видов работ (работы со щеточной электрической машинкой или проволочной дисковой щеткой), минимальный набор СИЗ, должен включать лицевой щиток и закрытые ударопрочные очки.

Очки для защиты от воздействия химических веществ или закрытые защитные очки не разрешается использовать вместо очков сварщика.

Защитные лицевые щитки.

Защитные лицевые щитки должны использоваться для защиты лица и шеи от частиц и брызг агрессивных жидкостей и горячих растворов.

Использование только лицевых защитных щитков не обеспечивает соответствующей защиты глаз. Защитный лицевой щиток должен быть использован в комбинации с другими средствами защиты глаз, такими как защитные очки или защитные очки от воздействия химических веществ.

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

Очки сварщика.

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

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

Если требуется использование затемнения с показателем, превышающим номер 8, необходимо использовать шлем сварщика с фильтрующим стеклом для того, чтобы предохранить кожу лица и глаза от ожогов.

Запрещается надевать лицевой щиток поверх очков сварщика.

Очки сварщика не предохраняют от брызг. Запрещается их использование вместо очков для защиты от воздействия химических веществ.

Шлем сварщика.

Использование шлема сварщика требуется при проведении дуговой сварки, так как он

обеспечивает защиту глаз и лица, а также защищает кожу лица от ожогов.

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

Рекомендуется использовать шлемы с откидывающимся вверх стеклом.

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

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

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

Для чистки стекол необходимо использовать мягкую или неабразивную ткань.

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

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

Замена оборудования

Защитные очки необходимо заменять, если стекла потрескались, на них образовались вмятины, царапины или, если уплотнение очков стало хрупким и ломким. Очки также необходимо заменять, если повреждены боковые части очков или, если ремешки не удерживают очки в нужном положении.

Лицевые щитки необходимо заменять, когда они покрываются царапинами, когда появляются трещины, а также, когда материал становится хрупким от времени.

Шлемы сварщиков необходимо заменять при появлении трещин или признаков деформации, а также когда стекло держатель и/или внутренняя оснастка повреждены и/или не работают должным образом.

СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ РУК

Общие положения

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

Типы защитных перчаток

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

Перчатки с кожаными накладками

Перчатки с кожаными накладками на ладонях предохраняют руки от воздействия

тепла, искр, острых и шероховатых предметов, а также обеспечивают некоторое смягчение при ударах. Работники, проводящие ремонтные работы, и стропальщики часто используют этот тип защитных перчаток. Перчатки с кожаными накладками на ладонях необходимо использовать при работе с грузовыми поддонами, деревянными конструкциями, проволокой, горячим оборудованием, сосудами для хранения образцов и/или бочками. Перчатки с кожаными накладками

на ладонях обеспечивают минимальную защиту от углеводородов и иных жидкостей и поэтому не рекомендуются для использования при работе с данными веществами.

Непроницаемые перчатки (из неопрена, поливинилхлорида, нитрила)

- 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.
- Защитные краги, которые закрывают запястья и предплечья, необходимо использовать при возможном образовании брызг.
- Непроницаемые перчатки необходимо использовать при работе с загрязненными нефтепродуктами трубами, а также при продолжительной работе с предметами, загрязненными смазочными материалами.

Хлопчатобумажные перчатки

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

Латексные перчатки

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

Одноразовые перчатки

Одноразовые перчатки изготавливаются из тонкого пластика и используются в лаборатории для предотвращения попадания нефти и смазочных материалов на кожу рук. Одноразовые перчатки также используются медицинским персоналом в поликлиниках и больнице. Перчатки данного типа используются только один раз.

Различные типы защитных перчаток

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

- Перчатки сварщиков изготовлены из обработанной кожи, которая обеспечивает защиту от высоких температур, искр от сварки, и горячего шлака.
- Перчатки пожарных изготовлены из кожи и обшиты жароотталкивающим, неплавким текстильным материалом с ворсом.

- 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.

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

Проверка состояния защитных перчаток

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

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

Чистка и уход

Загрязненные непроницаемые перчатки можно мыть в горячем мыльном растворе. При мытье перчаток запрещается использовать растворители, за исключением случаев, когда известно, что перчатки устойчивы к воздействию данного материала.

Для снижения воздействия пота внутренняя часть перчаток может быть покрыта талькообразным порошком.

Если перчатки загрязнились или пропитались маслом настолько, что загрязнение попадает на кожу рабочего, то такие перчатки следует уничтожить.

ЗАЩИТНАЯ ОДЕЖДА

Общие положения

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

Непроницаемая защитная одежда

Непроницаемая одежда (например, водонепроницаемый или противокислотный костюм) обеспечивает защиту от брызг и должна использоваться во время проведения работ, при которых возможен контакт с кислотными или коррозирующими материалами или жидкими углеводородами.

Непроницаемую защитную одежду требуется использовать при открытии линий, вскрытии оборудования, а также во время проведения работ, при которых возможно разбрызгивание коррозирующих или углеводородных материалов.

Непроницаемую защитную одежду требуется использовать в условиях повышенной влажности, при проведении ремонтных работ, когда возможно воздействие коррозирующих материалов, а также при очистке резервуаров от жидкого материала.

Порванная или поврежденная защитная одежда должна быть незамедлительно заменена на новую.

Одноразовые комбинезоны и костюмы

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

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

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

Защитные фартуки

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

Опознавательные жилеты

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

ЗАЩИТНАЯ ОБУВЬ

Общие положения

При проведении работ на тех участках, где существует потенциальная опасность получения травмы ног от падающих и катящихся предметов сотрудники АО «Мангистаумунайгаз», 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 АО «Мангистаумунайгаз», 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:

- теннисные и тряпичные туфли;
- ботинки с глубоким протектором;
- ботинки и туфли с каучуковой, неровной, толстой или гладкой кожаной подошвой;
- туфли на высоком каблуке;
- сандалии и босоножки;
- обувь с тонкой или сильно изношенной подошвой.

Требования, предъявляемые к защитной обуви

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

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

Право на получение защитной обуви

Защитная обувь будет выдаваться тем сотрудникам и подрядчикам АО «Мангистаумунайгаз», 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 или от корродирующих материалов. Резиновые сапоги служат для того, чтобы предохранить ноги и штанины от загрязнения и влаги.

Сапоги из пожарного снаряжения

Специальные сапоги выдаются персоналу пожарной бригады для использования вместе с боевым снаряжением. Эти сапоги изготовлены из огнестойкого материала (например, номекс, кевлар и т.д.) и имеют стальные вставки в носке и подошве.

АВАРИЙНЫЕ ДУШИ И ПУНКТЫ ДЛЯ ПРОМЫВАНИЯ ГЛАЗ

Общие положения

На объектах компании АО «Мангистаумунайгаз», 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 (Инструкция «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 не обогреваемые 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 ºC (75 ºF) но могут быть отклонения +/- 5.5 ºC (10 ºF).

Ответственность за исправное техническое состояние

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

Требования к пересмотру инструкции

Менеджер по ТБ, как представитель АО «Мангистаумунайгаз» является владельцем данной инструкции и несет ответственность за внесение необходимых изменений. Инструкция должна пересматриваться через каждые 5 лет для внесения необходимых изменений.

Таблица 15.4 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Потребное количество для буровой бригады
1	2	3	4
1	Куртка, брюки х/б от пониженных температур с пропиткой	Евростандарт EN - 531	Буровой мастер, бурильщик, помошники бурильщика, электромонтер, слесарь по обслуживанию буровой, дизелист
2	Летний костюм; куртка, брюки, части которых выполнены из лавсано-вискозной ткани	Евростандарт EN - 531	Буровой мастер, бурильщик, помошники бурильщика, электромонтер, слесарь по обслуживанию буровой, дизелист
3	Куртка утеплённая	Евростандарт EN - 531	электромонтёр, дизелист, слесарь по обслуживанию буровой
4	Брюки утеплённые	Евростандарт EN - 531	электромонтёр, дизелист, слесарь по обслуживанию буровой
5	Летний костюм; куртка, полукомбинезон и рубаха сосъёмным капюшоном	Евростандарт EN - 531	Буровой мастер
6	Куртка, брюки с пропиткой отпониженных температур (женские)	Евростандарт EN - 531	лаборант-коллектор
7	Куртка, брюки из х/б с пропиткой (женские)	Евростандарт EN - 531	лаборант-коллектор
8	Валенки	ГОСТ 18724-88	всем
9	Сапоги резиновые	ТУ 38.306004-95	всем
10	Сапоги нефтемаслозащитные	ГОСТ 5394-89	всем
11	Респиратор противопылевой У-2К		всем
12	Фартук прорезиненный		то же (2шт)
13	Каска защитная с подшлемником	ТУ 13-983-93	всем
14	Рукавицы нефтеморозостойкие	Евростандарт EN - 531	всем
15	Плащ непромокаемый	ГОСТ 12.4.131.83	Буровым мастерам
16	Противогазы фильтрующие, с запасными коробками типа В, КД, БКФ и др.	ГОСТ 12.4.121.83	Всем
17	Шланговые противогазы марки ПШ-1 или ПШ-2		При работе в ёмкостях, резервуарах и т.п. местах
18	Дыхательные аппараты АСВ 2М или фирмы "Дрэгер" типа РА 80/1800-1		2 шт. аварийный запас
19	Аппарат искусственногодыхания переносной		1 шт на объект
20	Противогазы изолирующие (ИП-4) или дыхательные аппараты АВС-2М или фирмы "Дрэгер" типа РА 80/1800-1	ГОСТ 12.4.121.83	всем при освоении
21	Шкаф-аптечка		1

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

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

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

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

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

Таблица 15.5 – Оборудование для безопасности и средства индивидуальной защиты

№ пп	Оборудование для безопасности и средства индивидуальной защиты
1	2
1	Лазарет / аптечка первой медицинской помощи: минимальный набор материалов
2	Линии аварийного спуска с вышки / ремни безопасности
3	Станции для промыва глаз / Душевые
4	Одежда пожарных
5	Одеяла для тушения
6	Лицевые маски
7	Пылевые маски
8	Ремни безопасности
9	Звуковые ушные протекторы
10	Наглазники
11	Спасательный набор
12	Индивидуальное защитное оборудование
13	Переносной кислород
14	Одеяла
15	Стетоскоп
16	Электрокардиограмма (переносная)
17	Диагностический набор
18	Сумка
19	Персональные дыхательные аппараты
20	Резиновые сапоги
21	Перчатки резиновые
22	Перчатки для работ с буровым раствором
23	Запасные цилиндры
24	Компрессор для воздушных цилиндров
25	Резиновые фартуки

КЛАСИФИКАЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ПРОСТРАНСТВА ПО КЛАССУ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ (ПУЭ, ПОПБОПО НГОП)

Таблица 15.6 – Классификация помещений и открытого пространства по классу взрывобезопасности

№ п/п	Помещения и пространства	Класс
1	2	3
1	Закрытые помещения, в которых установлены открытые технологические устройства для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы.	В-1
2	Внутренние объемы шахт, каналов и других подобных конструкций, которые могли бы быть отнесены к зоне В-1 а, но в которых затруднена возможность рассеивания газов.	В-1
3	Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, трубопроводы, узлы регулирующих и отключающих устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, легковоспламеняющиеся жидкости, нефть и горючие газы, а также помещения насосных для сточных вод.	В-1 а
4	Пространство, простирающееся во все стороны от устья бурящейся скважины до обшивки.	В-1 г
5	Открытые пространства вокруг открытых технологических устройств, оборудования, аппаратов, узлов отключающихся устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, или для легковоспламеняющихся жидкостей, ограниченные расстоянием 5 м во все стороны.	В-1 г
6	Открытые пространства вокруг закрытых технологических устройств, оборудования, аппаратов, узлов отключающих устройств для бурового раствора, легковоспламеняющихся жидкостей, а также вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.	В-1 г
7	Полузакрытые пространства в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств для бурового раствора, содержащего нефть и нефтяные газы, или для легковоспламеняющихся жидкостей, - в пределах ограждения.	В-1 г
8	Полузакрытые пространства в которых расположена ариатура, - в пределах ограждения	В-1 г

15.3. ОСВЕЩЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ РАБОЧИХ МЕСТ

Проектом устанавливаются нормы электрического освещения оборудования рабочих мест в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30.12.2014 г. № 355, следующего значения:

Таблица 15.7 – Нормы освещённости

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещённость	Плотность формирования освещённости: Г-горизонтальная; В-вертикальная	Разряд и под разряд зрительной работы	Рабочее освещение			Аварийное освещение
					освещённость, лк		показатель ослеплённости не более, %	
					при лампах накаливания	при газоразрядных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г; В	IV в	150	200	40	10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г; В	VI	75	150	60	10
3	Стол оператора, машиниста аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV г	100	150	40	10
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г; В	VIII	30	75	80	10
5	Стеллажи, приёмный мост	Бурильные трубы, обсаднве колонны, приёмный мост	Г	XI	10	10		
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебёдочный блок	Ступени, пол, площадки	Г	XI	10	10		
7	Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60	10
8	Роторный стол	Роторный стол	В		100	100		

Продолжение таблицы 15.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	Буровая лебёдка	Барабан	В	X	30	30	Освещённость установлена эксперимен-тально	
10	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30		
11	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30		
12	Механизм спуска и подъёма бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		
13	Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50		
14	Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50		10
15	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г; В	X	30	30		
16	Силовое помещение Редуктор (коробка скоростей)	Места замера уровня масла	В	VIII а	30	75		
17	Раствор провод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10		
18	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIII а	30	75		
19	Ёмкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	VIII в	20	50		
20	Насосное помещение. Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время смены разделителя	5
21	Дизельное помещение (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	0,8 м от стола	Г	VI	50	100		5
22	Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал, дистанционное управление превентором	Превентор, штурвал	В	VIII а	30	75		
23	Пульт дистанционного управления превентором (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	Пульт	В	IV г	75	100		10
24	Цементировочная головка (освещённость повышена на одну ступень шкалы освещённости)	Кран	В	X	50	50		
25	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30		
26	Место заряжания прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место заряжания	Г	V г	75	100		

Продолжение таблицы 15.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	Каротажный подъёмник.Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъёмника до блок баланса от подвесного ролика до устья скважины	Барабан, пульт кабины машиниста Кабель	Г В Г	X XI	30 50 10	30 50 10	Освещённость установлена эксперимен-тально	
28	Каротажная лаборатория	0,8 м от пола	Г		75	75		
29	Блок-баланс	Кабель, Блок-баланс	В	X	30	30		
30	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	X	30	30		
31	Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10		
32	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2		

15.4. Средства контроля воздушной среды

В процессе вскрытия продуктивного горизонта предусматривается контроль воздушной среды стационарными и переносными газоанализаторами для обнаружения признаков ГНВП (поступление пластового флюида в скважину).

Порядок контроля определяется «Отраслевой инструкцией по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности», «Предельно допустимые концентрации и ориентировочные безопасные уровни вредных веществ в воздухе рабочей зоны». Для контроля иметь на объекте стационарный и не менее 3 (2 основных, один резервный) переносных газоанализаторов.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) углеводородных газов в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м^3, окиси углерода – 20 мг/м^3, сероводорода – 1 мг/м^3. При превышении ПДК весь персонал обязан применять СИЗ ОД (фильтрующие противогазы).

Таблица 15.8 – Средства контроля воздушной среды

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Кол-во, 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 станционарный	1	сито, выкидная линия, направляющий патрубок, пол буровой,шурф,отстойник, штуцерный манифольд
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 помещении отдыха персонала.
3	Карманный газоанализатор ES-80 HS	всем	БУ
4	Индикатор ФЛП-2,1 переносной, Газосигнализатор УГ-2, Газоопределитель ГХ-2	Каждый по 1шт.	БУ

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

15.5. Мероприятяи по технике безопасности

Проектом предусматривается выполнение следующих основных мероприятий по технике безопасности:

Таблица 15.9 – Мероприятия по технике безопасности

№ п/п	Наименование, содержание мероприятия	Исполнитель
1	2	3
1	Общие МТБ при всех видах работ	-
1.1	Наличие на объекте согласованных и утвержденных инструкций по ТБ по профессиям и видам работ, плакатов и предупредительных знаков.	руководитель объекта, служба ТБ
1.2	Обеспечение объекта средствами пожаротушения.	-"-

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3
1.3	Допуск персонала к производству работ после обучения, инструктажа, проверки знаний правил безопасности.	руководитель объекта, служба ТБ
1.4	Организация и проведение контроля опасных и вредных производственных факторов.	руководитель предприятия
1.5	Комиссионный пуск объектов и наличие пусковой документации	
1.6	Соблюдение проектной документации и обустройство территорииобъекта.	-"-
1.7	Наличие на объекте плана ликвидации возможных аварий.	-"-
1.8	Обеспечение освещенности рабочих мест по действующим нормам.	-"-
1.9	Устройство и исправное содержание ограждений оборудования, лестниц, площадок.	-"-
1.10	Организация безопасной эксплуатации оборудования и инструмента.	-"-
1.11	Проведение опрессовки нагнетательных трубопроводов арматуры и деталей трубопроводов после сборки на заводе, а также ремонта с применением сварки на пробное давление (ПОПБОПО НГОП).	-"-
1.12	Обеспечение грузоподъемных машин и механизмов, сосудов, работающих под давлением обозначениями и надписями о предельной грузоподъемно-сти, давлении, температуре и сроках проведенного и следующего технического освидетельствования и гидравлического испытания.	Ответственное лицо, руководитель объекта
1.13	Обеспечение эл./безопасности.	руководитель объекта
1.14	Регулярный контроль и отбраковка стальных канатов	-"-
1.15	Обеспечение безопасности при погрузочно-разгрузочных работах, перемещении тяжестей и транспортировании грузов.	руководитель ВМБ, уководитель объекта
1.16	Выполнение технических условий монтажа буровой вышки.	-"-
1.17	Контроль за соблюдением правил безопасности на объекте и привлечение к ответственности работников, виновных в допущенных нарушениях.	руководитель предприятия,
2	МТБ при строительстве скважин (монтаж, бурение)	-
2.1	Наличие документации и инструкции изготовителя бурового оборудования.	главный механик, руководитель объекта
2.2	В период эксплуатации содержать БУ в комплектном состоянии.	руководитель объекта
2.3	Опрессовка пневмосистемы не менее 3 мин на Ропр=1,25 Р расч. раб.	-"-
2.4	Опрессовка манифольда буровых насосов, стояка не менее 5 минут на давление Ропр= 1,5 Р макс. раб.	-"-
2.5	Установка предохранительного устройства на буровом насосе, на 10 % превышающем рабочее давление.	-"-
2.6	Подвеска и крепление машинных ключей рабочим и страховым канатом диаметром не менее 17,5 мм.	-"-
2.7	Проверка исправности буровой установки перед спуском обсадных колонн.	руководитель объекта
2.8	Ежесменный профилактический осмотр подъемного оборудования (лебедка, талевая система, вышка, ротор, вертлюг, штропа, элеваторы, спайдеры и др.) с записью в регистрационном журнале.	руководители объекта, вахт

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3
2.9	Обеспечение комплектности буровой бригады.	
2.10	Монтаж и эксплуатация ПВО в соответствии с ПОПБОПО НГОП.	-"-
2.11	Обеспечение СПО средствами механизации и автоматизации.	-"-
2.12	Постоянное включение и исправность противозатаскивателя (ПОПБОПО НГОП), ежесменный контроль (осмотр, отключение-включение).	-"-
2.13	В процессе СПО строго запрещается: - производить раскрепление резьбовых соединений ротором; - использовать неисправный спускоподъемный инструмент; - находиться в опасной зоне при использовании ключей УМК, АКБ; - использовать ПРС без направляющего ролика (ПОПБОПО НГОП); - переключать скорости на ходу при нагруженной талевой системе.	-"-
2.14	Производить осмотр вышки механиком и руководителем буровой после каждого монтожа с составлением акта, а также после экстремальных условий и предельных нагрузок.	руководитель объекта, главный механик
2.15	Ликвидацию аварий, осложнений, ГНВП проводить при непосредственном участии руководителя объекта с вызовом ответственного ИТР предприятия, в соответствии с (ПОПБОПО НГОП);	руководитель объекта, вахт, предприятия
2.16	Перед вскрытием продуктивного горизонта проводить обучение и тренировку бригады практическим действиям по ликвидации ГНВП и открытых фонтанов (ПОПБОПО НГОП).	руководитель объекта
2.17	При обнаружении ГНВП буровая вахта обязана герметизировать устье скважины, канал бурильных труб, немедленно информировать руководителя объекта, руководство предприятия, противофонтанную службу и действовать по ПЛА (ПОПБОПО НГОП).	руководитель объекта, вахт
3	Освоение и испытание скважины производить в соответствии с (ПОПБОПО НГОП).	руководитель объекта

15.6. 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.

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

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

Состав санитарно-бытовых помещений определяется в соответствии с группой производственных процессов по классификации, в составе которой заложены признаки загрязнения тела и спецодежды.

При отсутствии на буровой вахтового комплекса, вне буровой на безопасном расстоянии (высота вышки + 10 м) размещается вагон бурового мастера, культбудка - помещение для обогрева и отдыха персонала, устройство кипячения воды, аптечка с набором медикаментов и материалов для оказания первой доврачебной помощи, комната для приема пищи, туалетная комната, комната для переодевания, хранения и сушки спецодежды. В его состав входит: 5 жилых вагонов для персонала общей вместимостью 30 человек, душевая (туалет) для 1 рабочей смены (15 человек) – 5 душевых сеток, 2 умывальника, продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 15 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека – 2 отделения.

Уборные и места утилизации отходов размещаются на расстоянии не менее 30м от помещений.

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

1. Водоснабжение

Расчет расхода воды выполнен в соответствии с СНиП РК 4.01-41-2011 г. – см. раздел 2 «ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА».

2. Вентиляция

Вагончики оборудуются системой кондиционирования воздуха.

3. Отопление

В жилых вагончиках отопление осуществляется от электрокаминов или электрокалориферов.

15.7. Санитарно-бытовые помещения

Таблица 15.10 – Санитарно-бытовые помещения

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр, число мест и т.д.	Количество, шт
1	2	3
1	Вагон-домик буровых мастеров	1
2	Сушилка	1
3	Слесарка	1
4	Душевая-раздевалка	1
5	Вагон-склад	1
6	Жилой вагон-домик для вахты, тампонажников, геофизиков	6
7	Вагон-домик женского персонала	1
8	Вагон-культбудка	1
Итого:		13

Примечание: 1. Допускается замена типов и количества санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами;
2. На период вышкостроения, бурения и крепления, освоения 1 объекта – одинаковое количество вагон-домиков;
3. Вагончики оборудуются необходимой мебелью, бытовыми электроприборами, сушилкой, кондиционерами, водопроводной системой, фильтрационной установкой для воды и установкой для очистки сточных вод, туалетами и канализацией;
4. На территории устанавливаются емкости под жидкие и твердые отходы.

15.8. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

Вентиляцию, отопление и кондиционирование воздуха производственных зданий и сооружений (включая помещения пультов управления, кабины крановщиков и др. изолированные помещения) проектируется из расчета на обеспечение в рабочей зоне (на постоянных и не постоянных рабочих местах) во время проведения основных и ремонтно-вспомогательных работ метеорологических условий и содержание вредных веществ в воздухе.

При естественной или механической вентиляции в производственных помещениях обеспечивается подача наружного воздуха на одного работающего в соответствии с таблицей 15.11.

Минимальный расход наружного воздуха

Таблица 15.11 – Минимальный расход наружного воздуха

Помещение с естественным проветривание м, расход в м^3/ч на человека	Без естественного проветривания			Приточные системы
	Расход			
	м^3/ч на человека	об/ч	% общего воздухообмена, не более	
1	2	3	4	5
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.

Примечание: * При объеме помещения (участка, зоны) на 1 чел. менее 20 м^3.
** При объеме помещения (участка, зоны) на 1 чел. 20 м^3 и более.

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

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

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

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

должно превышать (градусов Цельсия):

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

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/м^2 (27 ккал/м^{2}ч).

Отчистка 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 холодную 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 ºС при легкой физической работе;
- 12 ºС при работе средней тяжести;
- 8 ºС 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 ºС, если это не противоречит технологическим требованиям.

Аварийную вентиляцию в производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление в воздух рабочей зоны больших количеств вредных или пожароопасных веществ, предусматривается в соответствии с нормами технологического проектирования и требованиями ведомственных нормативных документов, утвержденных в установленным порядке.

Аварийную вентиляцию следует ставить, руководствуясь требованиями главы СНиП по проектированию отопления, вентиляция 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.

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

15.9. Противопожарное оборудование и мероприятия

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

Комплектность первичных средств пожаротушения на один щит устанавливается ППБ РК и должна быть следующей:

Таблица 15.12 – Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изгот-ние	Кол-во, шт.	Примечание
1	2	3	4	5
1	Ящики с песком вместимостью 0,5 м^3	ППБС РК	4	V=0,5 м^3
2	Ёмкость пожарная	стальная	2	V=50 м^3
3	Щит пожарный деревянный ЩПД	ТУ 220	2	
4	Лопаты	ГОСТ-19586-87	4	
5	Лом пожарный лёгкий	ГОСТ-16714-71	2	
6	Топоры	ГОСТ-18587-89	2	
7	Багор пожарный	ГОСТ-16714-71	2	
8	Ведро пожарное	ТУ 220	4	
9	Кошма размером 2×2 м (или асбестовое полотно)		4	

Продолжение таблицы 15.12

1	2	3	4	5
10	Ящик с песком вместимостью 1,0 м^3	ППБС РК 10-98	1*	V=1,0 м^3
11	Переносные огнетушители размещаемые:			
	1) на площадке ГСМ	ГОСТ-51057-97	2	порошковые по 100 кг
	2) на площадке дизельного генератора		2	CO_2 (углекислотные) по 5 кг порошковые по 50 кг
	3) в электрощитовой		2	CO_2 (углекислотные) по 5 кг
	4) на участке резервуаров бур.раствора		4	порошковые по 12 кг
	5) на участке буровых насосов			-"-
	6) площадке аккумулятора ПВО			-"-
	7) на участке пола буровой			порошковые по 12 кг CO_2 (углекислотные) по 5 кг
	8) офисных и жилых модулях			-"-

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

При выполнении огневых и сварочных работ на объекте в обязательном порядке должны выполняться требования «Инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ».

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

- запрещение курения и разведения открытого огня в производственных помещениях, под основанием буровой.
- отведение для курения специально оборудованных мест вне буровой,
- наличие на объекте «Табеля боевого расчета» и тренировки вахт, инструктаж по ППБ,
- запрещение использования оборудования, инвентаря для всех работ кроме прямого назначения.

15.10. Оценка вероятности чрезвычайных ситуаций

Общие положения

Чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте (буровой), определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортного процесса, а также народному хозяйству и окружающей среде.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. ЧС можно

классифицировать по типам и видам событий, лежащих в основе этих ситуаций, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан, а также иных нормативных правовых актов РК.

15.11. Планы действий при Чрезвычайных ситуациях

Законодательство Республики Казахстан о чрезвычайных ситуациях стихийного и техногенного характера, требует проведения эвакуации населения, проживающего в посёлках и в районе месторождения при чрезвычайной ситуации для защиты населения от потенциальных воздействий вредных и токсичных веществ, выбросом которых может сопровождаться такое происшествие.

Ответственность за определение масштабов потенциальной проблемы возложена на компанию АО «Мангистаумунайгаз», которая определяет сценарий выбросов и вероятное расширение площади воздействий инцидента, на окружающую территорию исходя из экологических условий. В случае эскалации инцидента до уровня, требующего эвакуации населения, компания АО «Мангистаумунайгаз», оповестит районного Акима (начальника по Гражданской Обороне) или сельского районного Акима в соответствии с Директивой Областного Акима «О порядке оповещения о Чрезвычайных Происшествиях», который принимает решение об эвакуации.

По получении аварийного сигнала местный Аким должен принять все меры для оповещения сельского населения, а также частных компаний и рабочих, находящихся внутри или в непосредственной близости от опасной зоны. С целью оказания содействия в своевременной эвакуации населения соответствующих населенных пунктов, Областной Аким может направить дополнительные местные эвакуационные команды и оборудование из соседних районов, также обеспечит содействие Акиму в такой эвакуации по запросу Акима (Акимов).

Поселки, расположенные вокруг площади будут обеспечены системой дистанционного звукового аварийного оповещения с тем, чтобы иметь прямую связь с населением в случае возникновения внештатной ситуации, будет осуществлять управление и техническое обслуживание вышеуказанной системы для оперативного оповещения жителей населенных пунктов, находящихся в зоне вероятной чрезвычайной ситуации. Эффективность системы увеличена за счет дистанционного мониторинга станций слежения за состоянием объектов окружающей среды, расположенных по всему периметру месторождения. 24 часа в сутки, 360 дней в году состояние окружающей среды вокруг площади работ будет отслеживаться постоянно с автоматической трансляцией на панель управления

центрального контрольного пункта, операторы которого оперативно реагируют на изменения показаний детекторов. В случае превышения допустимого уровня концентрации операторы принимают необходимые меры по проверке, уточнению информации и принятию аварийных мер безопасности, включая запуск системы аварийной связи и оповещения близлежащих населенных пунктов. Кроме того, использует приборы замера для контроля за концентрацией углеводородов, сероводорода и двуокиси, серы в атмосферном воздухе в районе осуществления буровых работ и ремонта скважин на месторождении. Применение данных приборов нацелено на обеспечение первичного предупреждения о наличии утечки газа и задействования цепочки оперативного прекращения мероприятий, ставших причиной утечки, либо внесения изменений в регламент осуществления данных мероприятий. В случае недостаточности принимаемых мер оперативного реагирования и дальнейшего ухудшения ситуации предусматривается ускоренное включение системы аварийного реагирования. Это даст возможность более быстрого реагирования на внештатную ситуацию, поскольку идет опережение аварийной сигнализации при помощи портативных средств слежения.

АО «Мангистаумунайгаз», несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала, организаций-подрядчиков, работающих или проживающих на объектах или вблизи месторождения. В случае возникновении инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников компании или подрядчиков, эвакуация будет произведена в соответствии с Чрезвычайным эвакуационным планом (планами), принятыми АО «Мангистаумунайгаз».

Все планы действий в чрезвычайных ситуациях будут анализироваться, поддерживаться и тестироваться на регулярной основе и в соответствии с требованиями законодательства РК и методическими рекомендациями АО «Мангистаумунайгаз».

15.12. Оповещение населения

Информация о загрязнении, атмосферного воздуха углекислым газом и дискретные сигналы о превышении пороговых значений концентрации CO_2 поступают уполномоченному лицу (диспетчеру).

Используя поступающую информацию, диспетчер осуществляет непрерывный мониторинг уровня загрязнения CO_2 контролируемой и смежной территорий, и в случае высоких концентраций:

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

При аварийном сигнале персонал обязан использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания и действовать по должностной

инструкции, а население покинуть опасную зону в соответствии с «Планом совместных действий...».

15.13. Мероприятия по предупреждению аварий

Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.

Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.

При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.

Не допускать поршневания при подъеме инструмента.

Принять меры для ликвидации сальника.

Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП.

Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.

При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.

При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.

Иметь запас раствора.

Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.

Не допускать утяжеления раствора «пачками».

Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.

Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.

Проводить учебные тревоги по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.

Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек.

Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.

Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.

При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.

К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметра раствора по всему объему до установленной величины.

16. ПРОТИВОФОНТАННАЯ И ГАЗОВАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

16.1. Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

Перед вскрытием пласта с возможным флюидопроявлением необходимо провести:

- Инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтепроявлений согласно «Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК», Алматы 2002 г.
- Проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- Учебную тревогу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;
- Оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую.

Вскрытие продуктивного пласта должно производиться после проверки и установления готовности буровой к проведению этих работ комиссией под представительством главного инженера бурового предприятия с участием представителей военизированного отряда. В процессе вскрытия продуктивного пласта и испытания скважины на буровой должен находится представитель противофонтанной службы.

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

Запрещается углубление скважины после крепления её 324 мм и 244,5 мм колоннами без составления акта готовности и без письменного разрешения АСС.

Рабочие буровой бригады должны быть обучены методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважины и её глушению, правилам эксплуатации ПВО, использованию средств индивидуальной защиты, оказанию до врачебной помощи.

Обучение рабочих буровой бригады производится инженерно-техническими работниками бурового предприятия по программе, утвержденной главным инженером с проверкой знаний комиссией бурового предприятия при участии представителя военизированного отряда.

К работам на скважинах с возможными газонефтепроявлениями допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» в специализированных учебных центрах (комбинатах), имеющих соответствующую лицензию. Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводятся не реже одного раза в 3 года.

При разработке раздела использованы основные положения инструкций по противофонтанной и газовой безопасности.

16.2. Признаки раннего обнаружения газонефтеводопроявлений (ГНВП)

Прямые признаки в процессе углубления:

- увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях;
- увеличение относительной скорости выходящего потока бурового раствора при постоянной производительности насоса;
- повышение газосодержания бурового раствора;
- перелив бурового раствора при остановленном насосе;
- уменьшение плотности выходящего из скважины бурового раствора.

Косвенные признаки в процессе углубления:

- увеличение механической скорости проходки;
- снижение давления в буровом насосе;
- увеличение содержания сульфидов в буровом растворе;
- изменение крутящего момента на роторе;
- поглощение бурового раствора;
- изменение конфигурации и количества шлама на виброситах;
- изменение температуры и реологии бурового раствора.

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

- увеличение против расчетного объема вытесняемого бурового раствора при спуске бурильной колонны;
- уменьшение против расчетного объема доливаемого бурового раствора при подъеме бурильной колонны.

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

- перелив бурового раствора из скважины;
- увеличение давления на устье загерметизированной скважины;
- падение уровня бурового раствора (поглощение как косвенный признак).

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

Таблица 16.1– Перечень показателей по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

Показатель	Диапазон изм.	Доп. откл-ие, +-	Тип подачи исходной информации			
			Показ	Запись	Свет. сигн.	Звук. сигн.
1	2	3	4	5	6	7
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 скв. 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 × м	0-3000	75	+	+	-	-
Плотность бурового раствора, г/см^3	0,8-2,4	0,01	+	+	-	-

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

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

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

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

В) увеличение объема бурового раствора в приемной емкости.

Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

А) увеличение механической скорости или крутящего момента;

Б) повышение объема бурового раствора в приемной емкости.

Третье сочетание признаков (слабое проявление):

А) снижение плотности бурового раствора;

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

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

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

При вскрытии высоконапорных горизонтов необходимо проверить возможное поступление воды, нефти, газа в скважину из пласта. Для этого следует произвести контрольный подъем инструмента на 200-300 м от забоя в башмак колонны или безопасную от прихвата зону, сделать технологическую остановку на 6-8 часов и промыть скважину в течение цикла. После этого спустить инструмент до забоя,

промыть скважину по циклу с регистрацией параметров бурового раствора. При отсутствии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора можно произвести подъем инструмента. При наличии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора дальнейшие работы на скважине производятся по плану утвержденному главным инженером бурового предприятия. При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне расположенной выше проявляющего горизонта и безопасной от прихвата. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками, интервалы которых устанавливаются в зависимости от интенсивности разгазирования руководством бурового предприятия и записываются начальником (мастером) буровой в вахтовом журнале.

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). При вскрытии и бурении продуктивной толщи плотность бурового раствора должна замеряться через 5 мин. до и после дегазатора. Результаты замеров заносятся в журнал.

Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении

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

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 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 газонефтеводопроявления, разрешается приступать только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска бурильной колонны.

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

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;
- запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный дизель-генератор) 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 забоем на 0,5 м;
- зафиксировать тормоз буровой лебедки;
- остановить насос без открытия ДЗУ;
- открыть гидроуправляемую 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 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;
- перед вскрытием продуктивного горизонта и после каждого соединения и отсоединения секций направляющей от блока превенторов на ожидаемое устьевое давление;
- опрессовку следует проводить в присутствии представителя ВЧ. Результаты опрессовки оформляются актом.
- проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:
- до вскрытия продуктивного горизонта -плашечный превентор 1 раз в неделю, универсальный – 1 раз в месяц;
- при разбуривании продуктивного горизонта -плашечный превентор 2 раза в неделю, универсальный – 2 раза в месяц;
- функциональную проверку глухого срезного превентора без срезки труб следует проводить 1 раз в квартал.

Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения

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

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

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

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

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины. Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлений имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;
- 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.

Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО

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

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

Во избежании снижения давления на пласт, подъем инструмента на высоту 300 м от кровли вскрытого коллектора производить на 1-ой скорости.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 промежуточной колонны при закрытых превенторах и установленном шаровом кране. Если ремонт устья скважины или

противовыбросового оборудования продолжителен, то необходимо устанавливать отсекающий цементный мост по специальному плану. Запрещается длительное оставление без промывок необсаженной части ствола скважины при вскрытых проявляющих горизонтах. Периодичность промывок устанавливается руководством бурового предприятия.

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

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

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

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

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

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

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

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 буровой установки, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и Подрядчика. При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторным устройством, обеспечивающим герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА (прострелочно-взрывная аппаратура). Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых (+,-10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА. Во время перфорации должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Снижение уровня не допускается.

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

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

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более 0,5-0,6 г/см^3, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт);
- использования пенных систем;
- снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством свабирования, использования скважинных насосов, нагнетанием инертного или природного газа производится в соответствии с инструкциями по безопасному ведению работ, разработанными предприятием.

Работы по освоению скважины осуществлять после выполнения следующих работ:

- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление;
- ФА до установки на устье скважины опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное опрессовки эксплуатационной колонны;

- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой (согласованной с противофонтанной службой);
- установлен сепаратор, емкости для сбора флюида и глушения скважины.

  Примечание: *При освоении эксплуатационных скважин в схеме оборудования устье, не предусмотрена система сепарации, так как после вытеснения расчетного объема жидкости перфораций, скважина подключается к линии сбора жидкости, далее направляется на узел учета, сбора и сепарации жидкости, то есть в групповую установку.*

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП при спуске эксплуатационной колонны

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

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

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

Запрещается начинать цементирование скважины при наличии признаков газонефтепроявления. Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки газонефтепроявлений, то цементирование необходимо продолжить при закрытых превенторах с регулированием противодавления в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодавлением в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО. Опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 9.17.

Долив скважины

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

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

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

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

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

Система измерительных и индикаторных приборов должна обеспечивать регистрацию и тревожную сигнализацию об изменении начальных параметров циркуляции. При получении сигналов от измерительных приборов и индикаторов, следует учитывать потери бурового раствора в системе очистки и на розлив, при

ремонтных и других работах, а также увеличение объема за счет вводимых в раствор химических реагентов и утяжелителей.

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

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

В процессе подъема инструмента произвести контрольные измерения по доливу скважины и составить таблицу, в которую вносят данные по количеству

$$K = \frac{Д^2 - d^2н}{d^2н - d^2вн} x \frac{\Delta h}{lссв}$$

поднятых свечей, соответствующий им расчетный объем жидкости, долитой в скважину. По мере углубления скважины таблица должна корректироваться на основании повторных контрольных измерений. Режим долива бурового раствора в скважину должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. В журнале показателей бурового раствора нужно регистрировать время, объем и плотность залитого в скважину раствора. Периодичность долива определяется, формуле:

где: К – максимальное допустимое количество свечей, поднимаемых без долива

Д – внутренний диаметр обсадной колонны, мм

dн, dв -наружный и внутренний диаметры бурильных труб соответственно

lсв – длина свечи в метрах

Δh – глубина безопасного опорожнения затрубного пространства

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

Δh = 0,02 Н -"- до 2500 м

Δh = 0,01 Н -"- свыше 2500 м

Н – глубина кровли горизонта с возможным ГНВП

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

Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будетдолито менее 0,5 м^3 бурового раствора от контрольной величины.

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

2 деления высотой = 5 см и объемом = 250 литров.

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

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

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

Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

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

- Вес на крюке, т;
- нагрузка на долото, т;
- удельное электрическое сопротивление на входе и выходе, Ом/м;
- положение талевого блока, м;
- подача инструмента, м/с;
- скорость перемещения талевого блока, м/с;
- частота вращения ротора, об/мин;
- крутящий момент на роторе, кН х м;
- давление в буровом манифольде, МПа;
- число ходов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочей и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, ^{0}С;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м^3;
- газосодержание на выходе, %;
- содержание сероводорода, %.

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

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

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

Наличие средств дегазации, вентиляции

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

Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважин

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 колоннй и стенками скважины.

В качестве базового цемента для крепления скважин выбран сульфатостойкий портландцемент по стандарту API или аналог (ПЦТ I-СС-100 по ГОСТ 1581-2019), который в совокупности с регулирующими добавками (понизитель водоотдачи, понизитель трения, ингибитор глин, пеногаситель) 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.

Надежность сцепления цементного камня с колонной и стенками скважины определяется состоянием и подготовкой ствола скважины, которые зависят, в свою очередь, от правильного выбора типа и состава бурового раствора (промывочной жидкости) и технологии цементирования. Наличие в составе цементного раствора ингибитора глин, предотвращающего их разбухание, также способствует улучшению качества сцепления цементного камня со стенками скважины.

Разработанный состав бурового раствора характеризуется пониженной водоотдачей и ингибирующим воздействием на глинистые породы, представленные в разрезе скважины, что позволяет формировать ствол скважины с минимальной кавернозностью и тонкой легкоудаляемой глинистой коркой. Излишки глинистой корки, которые могут сформироваться в интервале проницаемых пород, удаляются специальной буферной жидкостью, которая закачивается непосредственно перед цементированием.

Технология цементирования, включающая в себя, кроме вышеназванной буферной жидкости, наличие специальной технологической оснастки, турбулентный режим закачки цементного раствора, расхаживание колонны во время всего процесса цементирования обеспечивают удаление излишков глинистого раствора со стенок скважины и обсадных колонн.

Таким образом, 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.

С учетом свойств пластового флюида, разработанных мероприятий по бурению и цементированию скважин, принятых типов и рецептур жидкостей в межколонном пространстве приняты обсадные трубы марки Д.

Технология установки аварийного цементного моста

1. Общие требования

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

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

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

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

1.5 Цементный мост устанавливается в открытом стволе скважины, с учетом перекрытия башмака 245 мм колонны выше и ниже на 50 м. В случае осложненных условий ствола скважины, не позволяющих установить цементный мост в открытом стволе, возможна установка разбуриваемого разобщающего пакера-пробки в нижней части обсадной колонны (но не выше 50 м над башмаком), и цементного моста над ним высотой не менее 100 м.

Требования к тампонажному раствору для установки цементного моста

- Тампонажные материалы и реагенты: высокосульфатостойкий тампонажный цемент типа ПЦТ-I-100-СС-1 или цемент класса G; тонкомолотый кремнезем в

количестве 30-35 % для повышения термостойкости и коррозионностойкости цементного камня, понизитель водоотдачи, понизитель вязкости, замедлители схватывания.

- Параметры тампонажного раствора-камня: высокая седиментационная устойчивость, водоотделение - 0; пониженная водоотдача (< 50 см^3/30 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 м^3).

2. Основные технологические операции при установке цементного моста

2.1 Спустить заливочную колонну, состоящую из 114,3 мм бурильных труб, оборудованную в нижней части 73 мм НКТ длиной, равной высоте моста ± 30 м, 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.

2.4 Затворить и закачать расчетный объем тампонажного раствора.

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

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

2.7 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.

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

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

2.10 Поднять заливочную колонну на 25 м над мостом.

2.11 Испытать мост на герметичность давлением равным давлению опрессовки 245 мм обсадной колонны.

2.12 Поднять заливочную колонну из скважины, герметизировать устье и установить контроль за давлением на устье скважины.

Мероприятия по восстановлению рекультивации и благоустройства территорий после завершения строительных работ подробно описаны в том II – «Охрана окружающей среды».

17. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ. ИНСТРУКЦИИ ПО ДЕЙСТВИЮ ПЕРСОНАЛА

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

1. Аварии с бурильной колонной – слом бурильной (или утяжелённой) трубы, прихват, заклинка;
2. Аварии с обсадными трубами – прихват, полёт;
3. Аварии с долотами – оставление шарошек, слом долота;
4. Падение посторонних предметов в скважину;
5. Осложнения: нефтегазоводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов.

Таблица 17.1– Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации Инструкции по действию персонала

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действие персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1	Слом бурильной (утяжелённой) трубы	1.1 Не допускать вибрации колонны при бурении. 1.2 При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото. 1.3 Во время спуско-подъёмных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса. 1.4 Нагрузку на долото создавать не более 75 % веса УБТ. 1.5 Контролировать момент на роторе при роторном бурении. 1.6 При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб. 1.7 Проводить дефектоскопию бурильных и УБТ.	1.1 Определить конфигурацию «головы» сломанной трубы. 1.2 При необходимости произвести зачистку (торцевание). 1.3 Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью. 1.4 Произвести расхаживание и подъём аварийного инструмента. 1.5 В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	1.1 Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны. 1.2 При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола. 1.3 При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото. 1.4 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

2	Прихват инструмента	1.1. Выделить прихватоопасные зоны. 1.2. Спускоподъёмные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях. 1.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы. 1.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки. 1.5.Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок. 1.6.Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счёт соблюдения параметров промывочной жидкости. 1.7.Не изменять КНБК в сторону увеличения её жидкости. В случае необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение её жёсткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой. 1.8.В КНБК включать яссы необходимого размера. При бурении вертикальных скважин шаблонировку ствола скважины производить каждые 150м., каждые 100м., для наклонных скважин.	2.1Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны. 2.2Рассчитать объём и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. 2.3При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости) 2.4Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН	2.5 Знать зоны осложнений. 2.6 Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора. 2.7 При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны. 2.8 Параметры раствора поддерживать согласно ГТН. 2.9 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера
3	Заклинивание инструмента	3.1 Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок. 3.2 Исключить падение посторонних предметов в скважину. 3.3 Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины. 3.4 Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны.	3.1 Определить место заклинки. 3.2 Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъёму вверх с одновременным проворотом. 3.3 Рассчитать объём и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать	3.1 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 3.2 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей – АКБ, УМК и др. 3.3 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.

		3.5 Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	его увеличением плотности раствора (при необходимости). Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 3.4 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	3.4 При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье. 3.5 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
4	Прихват обсадных колонн	4.1 Тщательно прорабатывать интервалы сужений. 4.2 Не оставлять колонну без движения на длительный срок. Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.	4.1 Определить место прихвата. 4.2 Рассчитать объём и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную и др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. 4.3 При расчёте ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.	4.1 Строго выполнять план подготовки ствола к спуску. 4.2 Не оставлять колонну без движения на длительное время. 4.3 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 4.4 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
	Прихват обсадных колонн		4.5 После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН. 4.6 Продолжить спуск колонны. В случае безрезультатности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском «хвостовика».	Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
5	Полёт 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 При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.

		5.2 Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений. Не допускать наворота резьбы наперекос.	5.2 Спуск производить замедленно для определения местонахождения «головы» обсадных труб. 5.3 Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину. 5.4 Поднять аварийные трубы. Произвести переподготовку ствола скважины.	5.3 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера. Переподготовку ствола выполнить согласно плана работ на спуск колонны.
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.1 Спускать долота с вооружением, соответствующим твёрдости разбуриваемых пород. 6.2 Не допускать передержки долота на забое (момент подъёма долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения). 6.3 Не допускать резких посадок и ударов долота о забой. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.	6.1 Спустить магнитный фрезер или «паук». 6.2 При безрезультатности работ по п. 6.1. спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем. Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.1 Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твёрдости разбуриваемых пород. 6.2 Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъёма долота). 6.3 Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
7	Падение посторонних предметов в скважину	7.1 Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 7.2 Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора. 7.3 Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.	7.1 Спустить магнитный фрезер или «паук». 7.2 При безрезультатности работ по п. 6.1 спустить торцовый фрез в комплексе с металлошламоуловителем. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	7.1 При спуско-подъёмных операциях применять обтираторы и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов. Аварийные работы выполняются по плану, утверждённому директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

8	Проявления пластовых флюидов	8.1 Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями. 8.2 Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН. 8.3 При подъёме инструмента следить за соответствием объёма поднимаемых труб и доливаемой жидкости. 8.4 Не допускать поршневания при подъёме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника. 8.5 Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование. 8.6 При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения. 8.7 При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления. 8.8 Иметь запас раствора. 8.9 Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу. 8.10 Не допускать утяжеления раствора «пачками». 8.11 Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП. 8.12 Проводить учебные тревоги по сигналу «Выброс». 8.13 Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине. 8.14 Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. 8.15 При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост. 8.16 К подъёму инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объёму до установленной величины. 8.17 Обеспечить круглосуточное дежурство цементировочного агрегата на время ликвидации нефтегазоводопроявлений.	8.1 Спустить инструмент на возможно большую глубину. 8.2 Установить обратный клапан под квадрат. 8.3 Герметизировать устье и восстановить циркуляцию. 8.4 Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией. 8.5 По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.1 При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора. 8.2 Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты. 8.3 Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении. 8.4 Навернуть обратный клапан и герметизировать устье. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу «Выброс».

9	Поглощения	9.1 Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью. 9.2 Не допускать превышения давления раствора над пластовым. 9.3 Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения. 9.4 При опасности возникновения поглощений предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих 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 компенсирующей устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.	9.1 При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины. 9.2 Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т. д. 9.3 При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.	9.1 Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины. 9.2 Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит. 9.3 Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утверждённому директором по производству.

Организационные требования по предупреждению газонефтеводопроявлений (ГНВП)

Перед вскрытием и в процессе бурения продуктивного пласта на буровой имеется:

1) запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на строительство скважины;
2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);
3) аварийная сборка, состоящая из переводника, задвижки высокого давления с фланцем под манометр и краном высокого давления, быстросъемной полумуфтой для подсоединения цементировочного агрегата;
4) обеспечено круглосуточное дежурство цементировочного агрегата, автомашины, ответственного лица, представителей АСС, связь буровой (предприятием).

К работам на скважинах с возможным ГНВП допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлений» в специализированных учебных центрах (комбинатах), оснащенных специальными тренажерами. Переподготовка специалистов проводится через три года, а бурильщиков через год. При необходимости сроки переподготовки должны быть сокращены.

Программы подготовки бурильщиков и специалистов по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлений» должны включать разделы по изучению теории и обучению практическим действиям по использованию стандартных методов ликвидации ГНВП (способ двухстадийного глушения скважины, метод ожидания утяжеления и др.).

Программы подготовки рабочих кадров в специализированных учебных центрах (комбинатах) должны включать обучение практическим действиям при появлении признаков ГНВП при бурении и ремонте скважин.

Производственные инструкции рабочих кадров, задействованных в бурении или ремонте нефтяных и газовых скважин, должны включать конкретные обязанности при возникновении ГНВП и открытых фонтанов.

На каждую скважину с возможностью возникновения ГНВП или открытого фонтана должен быть составлен план ликвидации аварий, содержащий:

- виды возможных аварий на данном объекте, мероприятия по спасению людей, ответственных за выполнение этих мероприятий, и конкретных исполнителей, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий;
- распределение обязанностей между работниками, участвующими в ликвидации ГНВП;
- список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно

извещены об аварии;

- списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в

- установленных местах хранения, с указанием их количества и основных характеристик;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков;
- режим работы вентиляции при возникновении ГНВП;
- необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и пожароопасных веществ;
- первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков ГНВП, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии.

Ознакомление производственного персонала с планом ликвидации аварий должно быть оформлено документально в личных картах инструктажа под расписку. План ликвидации аварий должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому работнику.

Планирование аварийной готовности объекта к возможному возникновению ГНВП следует проводить в соответствии с требованиями правил безопасности и нструкции. Объем и периодичность контроля за аварийной готовностью объекта к возникновению ГНВП устанавливаются системой оперативного производственного контроля, разработанного предприятием.

Перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидо-проявлениями необходимо разработать мероприятия по предупреждению ГНВП и провести:

- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при появлении признаков ГНВП и предельно допустимым параметрам (давление опрессовки противовыбросового оборудования, скорость СПО, порядок долива и т.п.);
- проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- учебную тревогу (дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием);
- оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления и доставки на БУ.

Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Свойства

бурового раствора, доливаемого в скважину, должны соответствовать требованиям проекта.

Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации ГНВП и открытых фонтанов, должны находиться всегда в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий или специализированных организаций (служб).

Перед вскрытием горизонта с возможным ГНВП и при наличии во вскрываемом разрезе нефтегазосодержащих пластов на объекте вывешиваются предупреждающие надписи: «Внимание! В скважине вскрыт проявляющий пласт», «Недолив скважины приводит к выбросу!», «В контроле за скважиной перерывы недопустимы!» и др.

Технико-технологические требования по предупреждению ГНВП и фонтанов

Для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье ПВО под буровой должен быть сделан твердый настил.

Все схемы противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части должны включать фланцевую катушку и разъемные воронку и желоб для облегчения работ по ликвидации открытых фонтанов.

При строительстве скважин на ограниченной площадке линии глушения и дросселирования могут быть выполнены с поворотами. Повороты следует выполнять с применением кованых угольников на резьбах, фланцах или тройниках с буферными устройствами. Допускается применение армированных резиновых шлангов высокого давления, изготовленных в соответствии с прочностной характеристикой превенторной установки, рассчитанной на максимальное давление, ожидаемое на устье;

ПВО и его манифольд должны быть опрессованы на устье скважины с колонной головкой согласно программе испытания компании Заказчика.

Обвязка буровых насосов должна обеспечивать возможность приготовления, обработки и утяжеления бурового раствора с одновременной промывкой скважины.

Если горизонты с возможным газонефтеводопроявлением вскрываются при работе 2 насосов, то необходимо предусмотреть возможность их одновременной работы из одной емкости. В обвязке между емкостями циркуляционной системы должны быть запорные устройства.

На буровой должна быть мерная емкость для контролируемого долива скважины, оборудованная уровнемером. Геометрия емкости и шкала ее градуировки должна обеспечивать возможность фиксации предельно допустимой разницы между объемами доливаемого раствора и металла поднятых труб.

Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб.

При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м^3 подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при газонефтеводопроявлениях.

При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонн) должен проводиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.

Запрещается производить подъем бурильной колонны до выравнивания свойств бурового раствора по всему циклу циркуляции.

При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна ограничиваться значениями, при которых обеспечивается полная дегазация бурового раствора.

Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи отвечают проекту и требованиям охраны недр;
- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- устье с превенторной установкой, манифольдный блоки выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой.

Комплекс работ по освоению скважины должен предусматривать меры, обеспечивающие:

- предупреждение прорыва пластовой воды и газа из газовой шапки;
- предотвращение неконтролируемых ГНВП и открытых фонтанов;
- охрану недр и окружающей среды.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении ГНВП и фонтанов

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;
- запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный дизель-генератор) 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.

17.1 Ликвидация и консервация скважин

Согласно статьи 128 «Консервация и ликвидация технологических объектов» Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.03.2026 г.)* предусматривается:

1. В любое время до истечения периода разведки или добычи углеводородов недропользователь вправе произвести консервацию или ликвидацию отдельных технологических объектов, используемых при проведении операций по недропользованию, включая сооружения, оборудование, скважины и иное имущество. При этом в течение периода добычи по контракту на разведку и добычу или добычу углеводородов недропользователь обязан ликвидировать скважины, которые подлежат ликвидации по техническим и (или) геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектом разработки месторождения.
2. Технологические объекты ликвидируются или консервируются в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом ликвидации или консервации технологических объектов, за исключением отдельных категорий скважин, предусмотренных в правилах консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов, ликвидация или консервация которых осуществляется в соответствии с планом ликвидации и консервации.

3. Требования к проведению работ по консервации или ликвидации технологических объектов устанавливаются в правилах консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов. Решение о ликвидации скважины будет приниматься по результатам бурения, в случае обнаружении промышленных запасов углеводородов по решению НТС организации – Заказчика. Конкретный план действий по ликвидации скважины, законченной строительством, разрабатывается пользователями недр с учетом местных условий, в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», от 30 декабря 2014 года № 355, «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 и других нормативных документов.

ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ НА ЛИКВИДАЦИЮ СКВАЖИНЫ

Все работы по порядку оформления материалов на ликвидацию (консервацию) скважины должны проводиться в строгом соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, от 30 декабря 2014 года № 355» и с «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200.
Решение о консервации или ликвидации технологических объектов принимается приказом недропользователя. Для рассмотрения материалов на ликвидацию скважины Заказчик, на балансе которого она находится, своим приказом создает постоянно действующую комиссию из главных специалистов предприятия под председательством его руководителя. Все материалы (акты, приказы, протоколы и другие материалы) по консервации и (или) ликвидации нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения при разведке и добыче углеводородов подшиваются и хранятся в деле скважины до окончания операций по недропользованию, и вместе с материалами ликвидации последствий недропользования представляются в уполномоченный орган по изучению недр.

В постоянно действующую комиссию на рассмотрение представляются следующие материалы:обоснование ликвидации с указанием конструкции, кратким изложением истории бурения, освоения, эксплуатации, ремонтных работ, а также работ, связанных с ликвидацией аварий, причин отступления от проекта на строительство и причин ликвидации; акт обследования, составленный комиссией, назначенной руководителем предприятия; копия структурной карты с указанием места расположения забоя скважины, проектной и фактической точки вскрытия пласта, каротажная диаграмма вскрытого разреза и заключение по промыслово-географическим исследованиям; справка о невозможности и нецелесообразности использования скважины для иных целей; акты о герметичности спущенных колонн и об отсутствии заколонной циркуляции и межпластовых перетоков; акт о закачке ингибитора в пласты нефти и газа, в которых содержатся сероводород и другие агрессивные компоненты;По результатам проверки технического состояния составляется план изоляционно-ликвидационных работ. К плану прилагаются протокол постоянно действующей комиссии.План консервации или ликвидации технологических объектов утверждается недропользователем.

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ И СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ ЕЕ ЛИКВИДАЦИИ

Все работы по оборудованию устья и ствола скважин и при их ликвидации должны проводиться в строгом соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355, «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и

добычи урана» утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года №200 и индивидуальным планом изоляционно-ликвидационных работ по скважине.

Осложнения в виде ГНВП или аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважины, ликвидируются по дополнительным планам, по согласованию с представителями АСС.

17.2 Надежность

Надежность- это свойство скважины сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять свое целевое назначение в заданных режимах при строительстве, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте. Надежность характеризуется сочетанием следующих свойств: долговечности, ремонтопригодности и сохраняемости.

На надежность влияют геологические условия, принятые технические и технологические решения по строительству и возможности дальнейшей эксплуатации скважины, а также качество исполнения этих решений.Надежность скважины может быть снижена из-за механического или коррозионного износа обсадных колонн, их смятия, низкого качества цементирования и, как следствие, наличия заколонных или межколонных перетоков, течения солей, несоответствия ПВО или его отказа, искривления ствола, возникновения НГВП и поглощений, прихвата колонн.В таблице 17.2 приведены факторы, влияющие на надежность скважины и мероприятия, направленные на предупреждение причин, снижающих надежность.

Таблица 17.2 – Надежность

№ п.п.	Факторы, влияющие на надежность скважины при бурении и эксплуатации	Мероприятия, направленные на предупреждение причин, снижающих надежность скважины
1	Механический износ обсадных колонн	1.1. Применение долот типа PDC, TSP, позволяющих увеличить проходку на долото, сокращая тем самым количество СПО. 1.2. Использование бурильных труб с замками без твердосплавного покрытия. 1.3. Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами во избежание протирания обсадной колонны при бурении и СПО. 1.4. Использование забойных двигателей (турбобур, винтовые двигатели) при бурении протяженных участков с твердыми, крепкими породами, что позволяет проводить бурение без постоянного вращения бурильной колонны. 1.5. Контроль остаточной прочности обсадных колонн перед вскрытием пластов с АВПД по результатам замеров толщино- или калибромером.
2	Коррозионный износ обсадных колонн	2.1. Введение в буровой раствор нейтрализаторов и поглотителей углекислого газа для предотвращения коррозионного воздействия CO_2 на обсадную колонну.
		2.2. Выбор обсадных труб в соответствии с условиями бурения и возможностью эксплуатации согласно требованиям нормативных документов (Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, М.,1997; Стандарты API 5CT и NACE)
		2.3. Применение рецептур тампонажных растворов и технологии цементирования, обеспечивающих получение непроницаемого для пластовых флюидов цементного камня, стойкого к сульфатной и сероводородной агрессии
		2.4. Применение добавок ингибиторов коррозии в составе рецептур надпакерной жидкости для предотвращения коррозионного разрушения.
3	Смятие обсадных колонн	3.1.Применение соленасыщенных ингибированных буровых растворов, соответствующей плотности, предотвращающих течение солей в соленосных пластах. 3.2. Перекрытие соленосных пластов двумя цементируемыми обсадными колоннами с сответствующими прочностными характеристиками. 3.3. Вызов пластового притока должен производиться путем создания плавной депрессии на пласт.

Продолжение таблицы 17.2

1	2	3
4	Заколонные перетоки и межколонное давление газа	4.1. Подготовку ствола скважины перед спуском обсадных колонн производить компоновками, позволяющими качественно очистить стенки скважины от рыхлой фильтрационной корки для создания плотного контакта между цементом и породой. Прокачивать пачку (3-4 м^3) высоковязкого раствора той же плотности, что и буровой раствор, с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуреннной породы, особенно в кавернозной части его. Использовать специальные буферные жидкости перед закачкой цемента. 4.2. Изоляция склонных к поглощению горизонтов для обеспечения подъема цемента до проектной высоты. 4.3. Применение рецептур тампонажных растворов и технологии цементирования, обеспечивающих получение непроницаемого для пластовых флюидов цементного камня, стойкого к сульфатной и сероводородной агрессии. 4.4. Применение добавок в цементы, способствующих увеличению седиментационной устойчивости и снижению водоотдачи цементных растворов. 4.5. Применение добавок солей в составе рецептур тампонажных растворов для цементирования интервалов с соляными пропластками. 4.6. Применение цементных растворов с минимальным разрывом времени между началом и концом схватывания (в особенности порций раствора, располагающихся против напорных горизонтов). 4.7. Применение технических средств, улучшающих качество замещения промывочной жидкости цементным раствором, способствующих центрированию колонны в скважине и улучшающих контакт цементного камня с колонной и породой. 4.8. Использование надежных эксплуатационных пакеров и насосно – компресорнных труб (НКТ), предотвращающих переток пластового флюида из трубного в затрубное пространство. 4.9. Применение смазок для резьбовых соединений обсадных и НКТ согласно требованиям нормативно-технической документации. 4.10. В процессе цементирования колонны не допускать поглощения цементного раствора. 4.11. Герметизация устья во время ОЗЦ с постоянным контролем за изменением давления в трубном и затрубном пространствах. 4.12. Осуществление постоянного контроля за состоянием межколонного пространства скважин. 4.13. Применение обсадных труб с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа «металл-металл». 4.14.Использование в обвязке устья колонных головок, исключающих переток флюида из затрубного пространства в межколонное и устойчивых к сероводородной и углекислотной агрессии.
5	ПВО и устьевое оборудование	5.1. Использование оборудования, устойчивого к сероводородной и углекислотной агрессии.
6	Искривление ствола	5.2. Импортное оборудование должно иметь сертификат РК или РФ на безопасность.

Продолжение таблицы 17.2

1	2	3
7	Нефтегазоводо-проявления	5.3. Установленная колонная головка должна опрессовываться воздухом или газом и обеспечивать возможность контроля за появлением газа в межколонном пространстве и закачку в него жидкости в течение всего периода эксплуатации. 5.4. Производить опрессовку превентора и фонтанной арматуры после установки их на устье на давление опрессовки эксплуатационной колонны. 7.8. Иметь запас раствора. 7.9. При вскрытии продуктивных пластов и дальнейшем углублении скважин структурно-механические и реологические показатели необходимо поддерживать на минимально допустимом уровне, исходя из технологических соображений. 7.10. Перед вскрытием горизонтов, представляющих опасность выброса, на буровой должен быть создан запас материалов и хим. реагентов, который при дальнейшем бурении необходимо поддерживать, в количестве, обеспечивающем работу не менее, чем на 5 суток. Запрещается вскрывать указанные горизонты при отсутствии на буровой обсадных труб, необходимых для их перекрытия. 7.11. Бурение, промывку и проработку скважин в интервале ожидаемых нефтегазопроявлений необходимо осуществлять при максимально возможной производительности. 7.12. В интервалах ожидаемых выбросов продолжительность возможных остановок должна быть сведена к минимуму. Во всех случаях простоев устье скважины должно быть герметизировано ПВО и установлено наблюдение за давлением в скважине. 7.13. Обучение обслуживающего персонала действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода. 7.14. Проведение учебных тревог по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода. 7.15. Обучение обслуживающего персонала действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода. 7.16. Проведение учебных тревог по сигналу «Выброс» с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.
8	Поглощения	8.1. Точный прогноз пластовых давлений и правильный выбор плотности промывочной жидкости. 8.2. Определение зон дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью. 8.3. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных « Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности » РК (№ 355 от 30.12.2014 г.). 8.4. Предусмотреть запас и ввод наполнителей, закачку вязкоупругих смесей, установку цементных мостов и т.д. 8.5. При вскрытых интервалах, склонных к поглощению, ограничивать скорость спуска инструмента. 8.6. Уменьшение гидродинамических сопротивлений путем снижения производительности насосов, увеличения кольцевых зазоров за счет уменьшения диаметра КНБК.
9	Прихват обсадных колонн	9.1. Выделение прихватоопасных зон. 9.2. Тщательная проработка интервалов сужений и прихватоопасных зон. 9.3. Ввод в буровой раствор смазывающих добавок перед спуском колонны. 9.4. Приведение параметров раствора перед спуском колонны в соответствие с ГТН. 9.5. Обеспечение качественной очистки бурового раствора от выбуренной породы. 9.6. Не оставлять колонну без движения на длительный промежуток времени. 9.7. Не допускать падения в скважину посторонних предметов.

17.2 Охрана недр

1. Общие положения

Недропользователь в лице «Мангистаумунайгаз» несет полную ответственность за состояние охраны недр на площади, как в процессе бурения скважин, так и в процессе возможной эксплуатации. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет непосредственно руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр, в процессе строительства предусматривают: обеспечение полноты геологического изучения для достоверной оценки месторождения, предоставленной в недропользование;осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр нефти;обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, осложняющих производство работ при строительстве скважины;предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти и воды в процессе бурения, освоения и последующей пробной эксплуатации скважины, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах, вследствие низкого качества проводки скважин, нарушений технологии разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважины, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между горизонтами; соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважины и межпластовых перетоков нефти и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважины;надежную изоляцию в пробуренной скважине нефтеносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении;предусмотреть мероприятия по предупреждению осложнений в процессе строительства скважины и проведения ремонтно-изоляционных работ при некачественном креплении обсадных колонн.

Работы по освоению добывающих скважин на месторождении Северный Аккар должны проводится на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники, при достаточно высоком уровне экологических знаний работающего персонала.

При этом при бурении добывающих скважин на месторождении повышенное внимание руководства недропользователя должно быть обращено не только на

технологию бурения, но и на организацию работ и технологическую дисциплину исполнителей с целью предотвращения образования межпластовых перетоков.

Таким образом, на всех этапах строительства скважин – при строй-монтажных работах, бурении, креплении, освоении и эксплуатации необходимо обращать особое внимание на охрану недр.

2. Мероприятия по охране недр при строймонтажных работах

Надежная гидроизоляция синтетической пленкой площадки под вышечно-лебедочным блоком, устройство гидроизолированных желобов для стока жидких отходов бурения в емкости, бетонирование дна и стенок шахты с целью недопущения проникновения фильтрата отходов бурения в грунт.

Ликвидация водозаборных скважин в соответствии с действующим законодательством по охране подземных вод или передача их для эксплуатации местным организациям.

3. Выбор конструкции скважины и охрана недр

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности обеспечивает условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

При проектировании конструкции скважин на месторождении Северный Аккар проектировщики исходили, прежде всего из «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, от 30 декабря 2014 года № 355», горно-геологических условий проводки скважин и из опыта бурения скважин с аналогичными горно-геологическими условиями. Конструкция проектной скважин приведена в таблице 5.2 настоящего проекта. Перед спуском колонн, ствол скважины тщательно прорабатывается. Для равномерного распределения цементного раствора в кольцевом пространстве на обсадной колонне устанавливаются специальные центраторы. При цементаже применяются режимы закачки, обеспечивающие максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Все эти мероприятия обеспечивают качественное разобщение пластов друг от друга, что обеспечивает отсутствие перетоков из пласта в пласт и из пласта в скважину, то есть надежно гарантирует охрану недр.

С целью обеспечения охраны недр, предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление ∅ 426,0 мм х 20 м - устанавливается с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Цементируется до устья.

Кондуктор ∅ 324 мм х 500 м - устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, поглощающих и водоносных горизонтов. Устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием. Цементируется до устья.

Тех. «Хвостовик» ∅ 245 мм устанавливается в интервале 450 – 650 м для снижения репрессии на пласт и минимизации зон кольматации при бурении под эксплуатационный хвостовик. Цементируется в длину хвостовика.

Экс. хвостовик (фильтровая комбинированная с колонной) ∅ 168,3 мм устанавливается в интервале 600-1250 м - устанавливается с целью изоляции вскрываемого разреза, разобщения, освоения и эксплуатации водоносных горизонтов. Эксплуатационный хвостовик нецементируется.

4. Охрана недр в процессе бурения

Бурение скважины предусматривается проводить таким образом, чтобы не допустить нефтегазоводопроявлений (НГВП), поглощения бурового раствора и было обеспечено качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением свойств пласта максимально приближенным к естественным.

С целью предотвращения загрязнения водоносных пластов с пресными водами, бурение производится на малотоксичном буровом растворе.

С целью предупреждения поглощения и снижения дифференциального давления в системе скважина-пласт, предусматривается бурение в каждом интервале осуществлять с производительностью, обеспечивающей минимальные потери в затрубном пространстве и с достаточно высокой способностью выноса выбуренной породы.С целью предупреждений прогнозируемых осложнений и для максимально возможного сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов при первичном вскрытии предусматривается:применение ингибированного бурового раствора, обработанного биоразлагаемыми полимерами, не засоряющими коллектор;ввод наполнителей в случае возникновения поглощения;точное соблюдение проектных параметров бурового раствора для недопущения нефтегазопроявлений и контроль их;

ввод в буровой раствор нейтрализаторов CO_2;

использование точной системы обнаружения газов (газовые анализаторы);

обеспечение приемных емкостей уровнемерами.

В случае интенсивных осыпей рассмотреть вопрос об увеличении плотности полимерного ингибированного бурового раствора.Предусмотренные в проекте системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

5. Охрана недр в процессе крепления

Все обсадные колонны цементируются до устья. В процессе цементирования предусматривается выполнение следующего комплекса мероприятий:

подбор тампонажных материалов и химических реагентов для цементирования скважины с учетом горно-геологических условий (пластовых давлений, пластовой температуры, градиента гидроразрыва пластов);использование в качестве базового цемента типа ПЦТ I-G-CC-1* (ПЦТ-ДО-100) с повышенной сульфатостойкостью для предотвращения негативного воздействия пластовых вод с высокой минерализацией; цемент характеризуется низким водоотделением (не более 1,4 %), ускоренным набором прочности в ранние сроки твердения при низких температурах;применение тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн с плотностями, подобранными по гидравлическому расчету цементирования. использование тампонажных растворов с пониженной водоотдачей, что определяется следующими факторами:

- наличием в разрезе скважин пород с различной проницаемостью (глины, песчаники), при прохождении которых степень обезвоживания цементного раствора будет не одинакова;
- набуханием глин под действием фильтрата;
- снижением проницаемости приствольной зоны скважины (загрязнением продуктивной части) в результате отфильтровывания жидкой фазы;
- введение понизителя водоотдачи предотвращает вышеперечисленные осложнения, позволяет создавать на фильтрующей поверхности плотную малопроницаемую цементную корку. Это способствует получению плотного контакта на границе цемент – порода, что особенно важно для надежного разобщения пластов.использование реагентов – регуляторов сроков схватывания тампонажных растворов для цементирования направления, кондуктора введение хлорида кальция, а для цементирования эксплуатационной колонны добавка замедлителя схватывания;применение центраторов в количестве, обеспечивающем необходимую степень центрирования обсадной колонны, с целью лучшего замещения бурового раствора тампонажным, образования равномерного цементного кольца за обсадной колонной и обеспечения плотного контакта цементного камня, как с поверхностью обсадной колонны, так и с различными горными породами в стволе скважины;
использование специальных утяжеленных буферных жидкостей для предотвращения смешения и загрязнения цементного и бурового растворов, обеспечения максимально возможной полноты вытеснения промывочной жидкости цементным раствором, а также для удаления со стенок скважины толстой глинистой корки;применение режима закачки при цементировании обсадных колонн, обеспечивающей максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства.

Выполнение данных мероприятий обеспечит качественное разобщение пластов друг от друга, отсутствие перетоков из пласта в пласт, т.е. надежно гарантирует охрану недр.

6. Охрана недр в процессе освоение пластов

Проектом на строительство скважин предусматривается максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов при испытании. Перед испытанием, устье оборудуется фонтанной арматурой, которая обвязывается выкидными линиями с наземным оборудованием, что предотвращает открытое фонтанирование и разлив жидкости.

Вызов притока производят заменой бурового раствора в скважине на техническую воду на расчетную глубину, создающую условия для притока пластового флюида, сбор нефти производится в установленные для этой цели емкости.

При освоении предусматривается проведение в скважине обязательного комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений. В комплекс обязательно включают исследования по выявлению негерметичности обсадной колонны. При обводнении скважины, помимо контроля за обводненностью продукции, проводят специальные геофизические и гидродинамические исследования с целью определения места притока воды в

скважину, источника поступления и глубины залегания. После этого проводят технические мероприятия по изоляции зоны водопритока.

Если в процессе испытания скважины будут обнаружены признаки перетоков флюидов, которые могут привести к безвозвратным потерям нефти и газа в недрах, компания должна установить и устранить причины перетоков.

Если в процессе испытания скважины, до возможной обработки призабойной зоны, выноса породы не наблюдалось, а после обработки началось интенсивное поступление породы в скважину, отбор флюида из скважины должен быть прекращен или ограничен и осуществлены технические мероприятия для уменьшения или предотвращения выноса породы в скважину в том числе, спуск хвостовика-фильтра.

При испытании скважины на буровой должен быть план ликвидации возможных аварий (фонтанирование, нарушение обваловки площадки и т. п.), в котором должны быть приведены мероприятия и способы ликвидации аварии, содержать порядок оповещения соответствующих служб, перечень технических средств и материалов для ликвидации аварии т. п.).

Испытание дефектных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной и т.д.) не допускается.

После окончания бурения, испытания (освоения) скважины и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с существующими требованиями.

Ликвидация или консервация скважины производится строго в соответствии с действующими инструкциями.

7. Прогноз возможных осложнений и аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению и ликвидации

Основными видами аварий в процессе строительства скважин являются:

авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы, УБТ, прихват, заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;

оставление шарошек долота на забое;

падение посторонних предметов в скважину;

осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной:

Строго придерживаться проектных компоновок низа бурильной колонны, в случае изменения (КНБК) ствол скважины тщательно проработать и принять меры против заклинивания колонны бурильных труб.

Не допускать вибрации колонны при бурении, при появлении вибрации выйти из зоны критических колебаний, для чего уменьшить или увеличить нагрузку на долото. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10 т.

Для предупреждения оставления шарошек не передерживать долото на забое, для чего определять момент подъема долота по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения.

Для предупреждения падения посторонних предметов использовать устройство, предотвращающее падение посторонних предметов в скважину.

Ликвидация аварий, связанных со сломом бурильной колонны, прихватом инструмента, извлечением посторонних предметов, шарошек производится по отдельному плану, утвержденному главным инженером АО «Мангистаумунайгаз».
Наиболее сложными и трудоемкими по затратам средств являются аварии, связные с нефтегазоводопроявлениями и поглощениями бурового раствора.
Персонал, работающий на буровой, где ожидаются нефтегазоводопроявления, должен быть обучен соответствующим правилам ведения работ и обязан знать характер и глубину залегающих горизонтов, способных поглощать промывочную жидкость или при вскрытии которых возможны нефтегазоводопроявления.
Все члены буровой бригады должны знать признаки проявлений, к числу которых относятся:
прямые:
- снижение плотности бурового раствора и разгазирование его;
- увеличение объема циркулирующей жидкости в приемных емкостях;
- перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении циркуляции;
- увеличение газопоказаний на станциях газокаротажа;

косвенные:
- увеличение механической скорости бурения;
- уменьшение гидравлических сопротивлений на стояке;
- увеличение веса на крюке по показаниям ГИВ.

Основным средством, предупреждающим нефтегазоводопроявления в бурящейся скважине, является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.).
Плотность бурового раствора должна быть повышена, если поступление пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине.

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений, или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости, предпринимаются следующие меры:

Подъем инструмента производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины.
В технологический цикл углубления скважины включать мероприятия, предусматривающие предотвращение и ранее обнаружение нефтегазоводопроявлений с учетом конкретных геолого-технических условий.

При начавшемся поглощении поднять бурильную колонну в прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, вводимых в буровой раствор, или закачки цементных растворов и пласт.

Бурить с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции можно только по специальному плану, утвержденному руководством предприятия.
При появлении, в процессе бурения и промывки, в буровом растворе газа, не приводящего к увеличению уровня в приемных емкостях, немедленно установить интенсивность его поступления. Для этого углубление скважины прекратить и вести промывку в течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной породы.

При поступлении газа из выбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется.

Долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить систематически после подъема расчетного количества свечей.

При появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны.

Подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.

Не следует проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. Промежуточные промывки во время спуска производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.Длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост.

О замеченных признаках нефтегазоводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу предприятия.

После закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления.

18. 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.

Заложенная технология строительства скважин соответствует ПОПБОПО НГОП.

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

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

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

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

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

При строительстве скважин основные причины риска следующие:

травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;

- нефтегазопроявления с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;
- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

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

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

АНАЛИЗ ВИДОВ И ПОСЛЕДСТВИЙ ОТКАЗОВ

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

Критерии отказов по тяжести последствий:

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

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

Третий – *с пренебрежимо малыми последствиями* – не относящимися по своим 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;

D – анализ и принятие мер безопасности не требуются.

МАТРИЦА “ВЕРОЯТНОСТЬ – ТЯЖЕСТЬ ПОСЛЕДСТВИЙ

Таблица 18.1 – Матрица – вероятность – тяжесть последствий

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофиче с-кий отказ	Критический отказ	Некритически й отказ	Отказ с пренебрежим о малыми последствия ми
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 18.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли).

Таблица 18.2 – Вероятность возникновения аварийных ситуаций

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

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

Рт – 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 разрезаранее 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 проектампроводится авторский надзор. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется геологической информации в процессе бурения, производства ГИС, вскрытия и испытания промышленных и перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия

более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин.

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

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

На этапе строительства

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

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

К организационным мероприятиям относятся:

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

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

- администрацией бурового предприятия;
- круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;
- проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, инспекторами Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, производство ИПТ, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока и др.)

К техническим мероприятиям относятся:

1. проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
2. опрессовка бурильных и обсадных колонн;
3. испытание вышки;

4. совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;

5. применение высококачественных материалов и хим. реагентов;

6. применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превенторов, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);

7. автоматизация процессов бурения;

8. механизация трудоемких работ;

9. вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением между вскрытием объекта и его испытанием;

10. для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказанием, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

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

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

На этапе освоения

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

Заключение

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

18.1 Определение степени риска строительства скважины

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

В результате этих аварий наносится огромный материальный ущерб. Начавшаяся в виде проявлений аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей. Аварии, переходящие в катастрофы, отрицательно сказываются на окружающей среде, деятельности близлежащих промышленных объектов. Особенно опасны выбросы и открытые фонтаны на нефтяных и газовых месторождениях с наличием сероводорода.

Количественная оценка безопасности бурения скважин связана с определением степени риска. Под степенью риска понимается вероятность возникновения открытого фонтана, полученная на стадии проектирования и строительства. Степень риска рассчитана по «Методике определения степени риска при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин».

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 междусобытиями 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.

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.

Можно выделить три группы факторов приводящих к возникновению открытого фонтана.

Первая группа – факторы характеризующие состояние оборудования.

Вторая группа – факторы связанные с неправильными действиями буровой бригады при 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.

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

Таблица 19.1 – Список используемой литературы

№ п/п	Наименование материала	Номера разделов проекта
1	2	3
	Нормативные и инструктивно-методические материалы	
1	Методический рекомендации по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ, г. Астана от 09 марта 2023 года за № 97.	Реферат Раздел 1, подраздел 13 Раздел 2, подраздел 2
2	Макет рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ.	Реферат
3	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. Астана, 2018год.	Раздел 1, подраздел 5 Раздел 1, подраздел 15
4	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, Астана, 30.12. 2014г. № 355.	Раздел 1, подраздел 4-16
5	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74.	Раздел 1, подраздел 3 Раздел 3, подраздел 2
6	Оптимальный комплекс ГИС в открытом стволе при строительстве скважин в различных геолого - технологических условиях. Регламент ТОО НИИТДБ от 2017 г.	Раздел 1, подраздел 4
7	РД 39-2-803-82. Инструкция по раннему обнаружению газоводонефтепроявлений и их предупреждению. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983г.	Раздел 1, подраздел 5
8	Методика глушения при НГП. М, 1979 г.	Раздел 1, подраздел 5
9	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. ЦБНТ ГК СССР, Москва, 1987г.	Раздел 1, подраздел 8
10	РД Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997г.	Раздел 1, подраздел 8

Продолжение таб. 19.1

1	2	3
11	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1986г.	Раздел 1, подраздел 8
12	РД 39-2-686-82. Инструкция по бурению вертикальных скважин роторным способом. Москва, ВНИИБТ, Гипровостокнефть, 1982г.	Раздел 1, подраздел 8
13	Стандарты АНИ 16А, 10А, 10В-2, 10D, 13В-1, 13С, 13А, 7G-2, 5С1,5СТ, 5С5, 5С3, 7-1, 7-2, 6А, 53,	Раздел 1
14	СТ РК 1746-2008. Промышленность нефтяная и газовая. Методика по креплению нефтяных и газовых скважин. Астана., Регламент КМГ. Регламент по креплению нефтяных и газовых скважин АО НК КМГ. Астана, 2016г.	Раздел 1, подраздел 9
15	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. АООТ "ВНИИТнефть", Москва, 1999г.	Раздел 1, подраздел 9
16	РД Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997г.	Раздел 1, подраздел 9
17	ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные.	Раздел 1, подраздел 9,
18	РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину. Куйбышев, ВНИИТнефть.1980г.	Раздел 1, подраздел 9
19	ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое.	Раздел 1, подраздел 9
20	ГОСТ 30895-2003. Оборудование устьевое добычное. Особые технические требования. Классификация.	Раздел 1, подраздел 9
21	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
22	ГОСТ 30196-94 Колонные головки. Типы, основные параметры, присоединительные резьбы.	Раздел 1, подраздел 9
23	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. М, 1998г.	Раздел 1, подраздел 10
24	Правила пожарной безопасности в Республике Казахстан. Постановление правительства от 9 октября 2014г. № 1077 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.12.2019г.)	Раздел 1, подраздел 15
25	Правила устройства электроустановок. Приказ министра энергетики РК от 20 марта 2015г. (с изменениями по состоянию на 25.12.2017г.)	Раздел 1, подраздел 15
26	Кодекс Республики Казахстан О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.04.2019г.)	Раздел 3 подраздел 1
27	СВОД ПРАВИЛ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН СП РК 4.01-101-2012 Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений (от 25.12.2017г.)	Раздел 3, подраздел 2
28	ШУМ. Общие требования безопасности МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ ГОСТ 12.1.003-2014	Раздел 3, подраздел 2
29	Закон Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V - О гражданской защите. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.06.2017г.)	Раздел 1

РАЗДЕЛ II. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 – Водоснабжение

Расчётная потребность в технической воде, м³/сут	Объём запасных ёмкостей для воды, м³	Необходимо ли: (да, нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		бурить скважину для водоснабжения	строить водопровод	подключить водопровод к источнику снабжения	подвозить воду цистернами	наименование (магистральный водопровод, водовод, водозабор, артезианская скважина и т. д.)	место расположение	рабочий расход, м³/ч	расстояние до буровой, км	диаметр, мм	длина, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Для технических нужд 25,4	100	нет	нет	нет	да	Магистральный водопровод	пос. Жетыбай	-	25,0	-	-
Для хозяйственно бытовых нужд и котельной 5,5	5 (питьевая) 20 (котельная)	нет	нет	нет	да			-	25,0	-	-

РАСЧЕТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 1.2 – Водопотребление при строительстве

№ п/п	Наименование работ	Расход воды ($м^3$) на скважину для			
		хозяйственно бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	5,15	2,60	-	7,75
2	Строительство и монтаж	9,66	-	-	9,66
3	Бурение и крепление	47,66	24,02	409,50	516,05
4	Испытание на продуктивность	11,33	5,71	92,50	108,65
5	Итого	73,80	32,34	502,00	642,11

Примечание: Объём технической воды для приготовления бурового раствора, цементного раствора и при испытании скважины на продуктивность определяется по расчету (см. таблицы 7.6., 9.16., 10.10 тех. проекта).

Расход воды на питьевые нужды для одного человека – 25,0 л/сут (СНиП РК 4.01-41-2006 г., прил.3, табл. 3.1).

Расход пресной воды для хоз. бытовых нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет соответственно 36,0 л/сут и 100,0 л/сут (СНиП РК 4.01- 41-2006 г., прил. 3 табл. 3.1).

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

- подготовительных работах, перед бурением скважины – 16 человек;
- строительстве и монтаже буровой установки – 20 человек;
- бурении и креплении – 16 человек;
- испытании скважины на продуктивность – 12 человек.

Расход воды для котельной установки составляет – 3,0 $м^3$/сут (паспортные данные).

2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 – Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт	Заявленная мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	системы электроснабжения буровой	трансформаторов	наименование (энергосистема, электростанция и т. д.)	расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	подземный (подводный) кабель, кВ	длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
Буровая установка (при бурении)							
Источником электроэнергии являются: 1. Дизельный двигатель, N - 932 кВт. 2-шт. 2. Дизельный двигатель, N - 470 кВт, 1-шт. 3. Дизель-генератор, N -440 кВт, 1-шт. 4. Дизель генератор (резервный), N - 410 кВт, 1-шт.							
Установка при освоении объекта							
1. Дизельный двигатель ЯМЗ-238, N-176 кВт, 1-шт.							

Примечание: Для проведения оценки воздействия на атмосферный воздух при строительстве скважин рассчитывать эмиссии от станка MR - 5000, как имеющего максимальный объём выбросов.

Таблица 2.2 – Потребность в ГСМ

Наименование установки	Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т				Потребность в ГСМ для котельной тепло-фикационной установки, т масла	База снабжения ГСМ	
	всего	в том числе				наименование	расстояние до буровой, км
		топлива	масла	смазки			
1	2	3	4	5	6	7	8
При подготовительных работах, бурении и креплении							
Бурение	79,414	76,758	2,656	-	5,731	г. Актау н/база	87
При освоении							
Освоение	5,929	5,731	0,198	-	-		87

При подготовительных работах, бурении и креплении

Дизельный двигатель N - 932 кВт. 2-шт.

Дизельное топливо: 2*(120*0,86)/1000*24*(2+20,3)*0,44 = 48,605 т

Масло: (48,605/0,86)*0,032*0,93 =1,682 т

где: 120 л/ч – расход топлива (паспорт на дизельный двигатель CAT-3512 - 932 кВт

0,44 – коэффициент использования дизель-генератора, согласно СНиП 4.02.91 определен по сборнику 49 «Скважины на нефть и газ» таб. 49-485;

2 - продолжительность подготовительных работ к бурению, сут;

20,3 – продолжительность бурения и крепления, сут;

Дизельный двигатель N - 470 кВт, 1-шт.

Дизельное топливо: (65*0,86)/1000*24*(2+20,3)*0,44 = 13,16 т

Масло: (13,16/0,86)*0,032*0,93 = 0,456 т

где: 65 л/ч – расход топлива (паспорт на дизельный двигатель CAT C18 - 470 кВт)

Дизель-генератор N -440 кВт, 1-шт.

Дизельное топливо: (60*0,86)/1000*24*(2+20,3)*0,44 = 12,15 т

Масло: (12,15/0,86)*0,032*0,93 = 0,420 т

где: 60 л/ч – расход топлива (паспорт на Дизель-генератор N - 440 кВт)

Дизель генератор (резервный), N - 410 кВт, 1-шт.

Дизельное топливо: (55*0,86)/1000*60 = 2,838 т

Масло: (2,838/0,86)*0,032*0,93 = 0,098 т

где: 55 л/ч – расход топлива (паспорт на резервный дизельный генератор N - 410 кВт).

Котельная установка для обогрева в зимний период.

Дизельное топливо: (25*0,86)/1000*24*(2+20,3)*158/365 = 5,731 т

где: 25 л/ч – расход топлива (паспорт на Котельную установку).

При освоении объекта

Дизельный двигатель мощностью N- 176 кВт

Дизельное топливо: 0,000212*176*24*6,4 = 5,731 т

Масло: 5,731/0,86*0,032*0,93 = 0,198 т

где: 212 г/кВт/час – удельный расход топлива

6,4 суток – продолжительность для двух объектов.

3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промышленных баз предприятий и организаций-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительства персонала		Номера маршрутов	Характеристика маршрута						
			общая протяжён-ность, км	пункты следова-ния по маршруту	расстоя-ние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, морской, речной, железно-дорожный, авиа)	наземные пути подвоза		
наименование организации, промышленной базы, карьера и т. д.	пункт						тип дороги (асфальтирован-ная грунтовая, лежневая и т. д.)	вид транспорт-ного 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									

4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ

Таблица 4.1 – Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ п/п	Наименование материалов, инструмента, оборудования	Единица измерения	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства					
				подготовитель-ные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в экс. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Материалы и оборудование доставляет буровой подрядчик по контракту.									

Таблица 4.2 – Ведомость потребности в строительных машинах и спец. агрегатах

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

Таблица 4.3 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер маршрута	Номера грузов по табл. 4.1	Масса груза на единицу транспортного средства, т	Количество рейсов по этапам строительства					
				подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в экс. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доставку грузов осуществляет буровой подрядчик по контракту.									

Таблица 4.4 – Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер маршрута	Количество вызовов по этапам строительства					
		подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в экс. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Доставку вахт осуществляет буровой подрядчик по контракту.							

ПАСПОРТ

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

на строительство разведочно-эксплуатационной водозаборной вертикальной скважины №3В проектной глубиной 1250 метров на месторождении Северный Аккар

Отчет по договору №1182850/2026/1 от 02.02.2026 г.

На площади (месторождении): Северный Аккар

Цель бурения: добыча подземных вод, для закачки в пласт.

Вид скважин: вертикальные

Таблица 1 – Показатели для оценки качества ПСД строительства скважин

Наименование показателей	Единица измерения	Значение показателей	
		Базового	проектного
1	2	3	4
Стоимость 1 м проходки	Тенге		-
Скорость бурения	м/ст. мес.		1844
Удельная металлоемкость	кг/м		55,6

Таблица 2 – Сравнительные технико-экономические показатели

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя		Приме-чание
		Проектного	Факт.	
1	2	3	4	5
1. Глубина скважин	м			
по вертикали	- " -	1250		
по стволу	- " -	-		
2. Стоимость строительства скважины, всего	тыс. тенге	договорная		
в том числе по этапам:				
строительство и монтаж		-//-		
подготовительные работы к строительству скважин		-//-		
бурение и крепление		-//-		
(освоение)		-//-		
3. Продолжительность строительства скважины, всего:	сут.	31,7		
в том числе по этапам				
строительные и монтажные работы	- " -	3		
подготовительные работы к бурению	- " -	2		
бурение и крепление	- " -	20,3		
Отбор керна				
испытание (освоение):	- " -	6,4		
в открытом стволе		-		
4. Глубина спуска обсадных колонн: направление Ø 426 мм	м	20		
кондуктор Ø 324 мм	- " -	500		
«хвостовик» Ø 245 мм	- " -	450-650		
Экс. хвостовик Ø 168,3 мм	- " -	650-1250		
5. Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны: направление Ø 324 мм	сут.	0,5		
кондуктор Ø 245 мм	- " -	3,0		
«хвостовик» Ø 168,3 мм	- " -	4,0		
эксплуатационная Ø 114,3 мм	- " -	9,3		
6. Затраты времени на работы по креплению колонн: направление Ø 324 мм	сут.	0,5		
кондуктор Ø 245 мм	- " -	1,5		
«хвостовик» Ø 168,3 мм	- " -	1,5		
эксплуатационная Ø 114,3 мм	- " -	2,5		

продолжения таблицы 2

1	2	3	4	5
7. Расход долот по типоразмерам	шт.			
Долото III Ø 490,5 мм	- " -	1		
Долото Ø 393,7 мм	- " -	1		
Долото Ø 295,3 мм	- " -	1		
Долото Ø 215,9 мм	- " -	1		
Бурильная головка	- " -	-		
8. Затраты времени на (освоение) скважины в экс.колонне	сут.	6,4		
9. Затраты времени на испытание (опробование) пластов в процессе бурения в интервалах м:	сут.	-		
10. Отбор керна	сут.	-		
Метраж	м	-		
Вынос	%	-		
11. Материалы для бурового раствора:		-		
Хлористый натрий NaCl	тн	13,923		
Сополимер хлорида полидиаллилдиметиламмония (ПолиДАДМАХ) с малеиновым ангидридом	- " -	21,252		
Каустическая сода	- " -	0,122		
Кальцинированная сода	- " -	0,050		
Бентонит	- " -	7,087		
Ксантановый биополимер порошкообразный термостойкостью не ниже 80 °С	- " -	0,392		
Карбоксиметилцеллюлоза низковязкая	- " -	0,250		
Карбоксиметилцеллюлоза высоковязкая	- " -	0,050		
Крахмал модифицированный или карбоксиметилированный термостойкостью не ниже 80 °С	- " -	7,506		
Пеногаситель кремнийорганический	- " -	0,181		
Биоцид	- " -	0,101		
Буровой детергент	- " -	0,726		
Смазочная добавка жидкая	- " -	5,615		
Смазочная добавка твёрдая (графит)	- " -	0,961		
Карбонат кальция (молотый мрамор) фракционированный		29,423		
Слюда фракционированная		3,770		
Лимонная кислота		0,312		
Цемент ПЦТ-G-CC-1 (ПЦТ ДО-100)		28,07		
Ускоритель схватывания ($CaCl_2$)	т	582,31		
Замедлитель схватывания (НТФ)	т	5,17		
Расширяющая добавка НРС (СИГБ)	кг	0,45		

продолжение таблицы 2

водн. р-р ПАА	- " -	5,15		
ТПФН	т	144,20		
ПАВ (Рауан)	кг	82,40		
Понизитель водоотдачи (FL12S)	- " -	95,64		
Пеногаситель (DFA)	- " -	18,09		
11. Питьевая и техническая вода:	$м^3$			
при подготовительных работах	- " -	7,75		
при строительстве и монтаже	- " -	9,66		
при бурении и креплении	- " -	409,6		
при испытании на продуктивность	- " -	92,5		
Суммарный расход воды для котельной установки, $м^3$	- " -	32,34		
Суммарный расход воды на хоз. бытовые нужды, $м^3$	- " -	73,80		
Суммарный расход воды на технические нужды, $м^3$	- " -	502,0		

ПРИЛОЖЕНИЯ

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ (СХЕМЫ, ПЛАНЫ, ТЗ И ДР.)