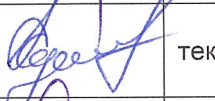
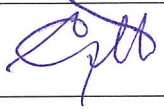
ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

на строительство эксплуатационной горизонтальной скважины НСВ-14 на месторождении С.Нуржанов Северо-западное крыло

Дата № исх.	Основания для выпуска	Подготовил	Согласовали	Утвердили
		Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин	Директор департамента проектирования бурения и экологии	Главный инженер по разработке месторождений АО «Эмбамунайгаз»
			Начальник управления проектирования бурения и ремонта скважин	Первый заместитель директора филиала по геологии и разработке АФ ТОО «КМГ Инжиниринг»
	Договор № 1153036/2025/1 от 17.10.2025г.	Кужагалиев А.Б.	Губашев С.А	Қажым Т.С.
			Блгалиев Р.Н.	Башев А.А.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№	Должность	ФИО	Подпись	Раздел
1	Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин	Ескалиев Б.		Общее руководство
2	Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин	Кужагалиев А.Б.		Раздел 1, текст, глава 1.7, 1.9
3	Эксперт управления проектирования бурения и ремонта скважин	Рыспаев А.А.		Раздел 1, текст, глава 1.5, 1.6, 1.8
4	Ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин	Лепенова Ж.Ж.		Раздел 1, текст, глава 1.12, 1.14, 1.16 Графические приложения
5	Ведущий инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин	Амангалиев А.К.		Раздел 1, текст, глава 1.10, 1.11, 1.13, 1.15
6	Старший инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин	Ергалиев Ж.Б.		Раздел 1. Текст, глава 1.4
7	Инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин	Джайсманова М.Д.		Раздел 2
8	Инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин	Калбаев О.Н.		Раздел 3, 4
9	Инженер управления проектирования бурения и ремонта скважин	Шпанов Н.Т.		Подготовка исходных данных и оформление проекта.

СПИСОК СОГЛАСУЮЩИХ

№	Должность	ФИО	Подпись
1	Директор департамента промысловой геологии и разработки месторождений АО «Эмбамунайгаз»	Даулетов А.С.	
2	Руководитель службы бурения и КРС АО «Эмбамунайгаз»	Уркешбаев К.К	
3	Заместитель руководителя службы бурения и КРС АО «Эмбамунайгаз»	Амангалиев А.Т	

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

РЕВ. №	ПУНКТ	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ

Блгалиев Р.Н., Ескалиев Б. и др.

«Индивидуальный технический проект на строительство эксплуатационной горизонтальной скважины НСВ-14 на месторождении С. Нуржанов Северо-западное крыло».

Проект состоит из 4-х разделов и 1-ой папки графических приложений.

Проект содержит 247 стр., в т.ч. 7 рисунков

Папка. Графические приложения – 6 гр. пр.

Компакт диск – 1 шт.

РЕФЕРАТ: Месторождение С. Нуржанов Северо-западное крыло по административному делению входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

В проекте рассмотрены вопросы строительства горизонтальной эксплуатационной скважины НСВ-14 на месторождении С. Нуржанов Северо-западное крыло. Приведены все расчеты, необходимые при строительстве скважин. Расчеты применяемых технологий строительства скважин произведены с использованием программного обеспечения «Sysdrill Paradigm» с учетом отечественного и мирового опыта строительства скважин. Приведены мероприятия по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и недр.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: скважина, конструкция скважин, бурильный инструмент, буровые растворы, буровые долота, режим бурения, обсадные трубы, цементирование скважин, заканчивание скважин.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Оглавление	Стр.
	РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	
1.1	Сводные технико-экономические данные	1-11
1.2	Основание для проектирования	1-20
1.3	Общие сведения	1-21
1.4	Геологическая характеристика	1-26
1.4.1	Литолого-стратиграфическая харатеристика разреза скважины	1-27
1.4.2	Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	1-33
1.4.3	Возможные осложнения	1-37
1.4.4	Исследовательские работы	1-41
1.4.5	Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения об эксплуатации	1-44
1.5	Конструкция скважины	1-50
1.6	Профиль ствола скважины	1-59
1.7	Буровые растворы	1-65
1.8	Углубление скважины	1-75
1.9	Крепление скважины	1-89
1.9.1	Обсадные колонны	1-89
1.9.2	Цементирование обсадных колонн	1-101
1.9.3	Оборудование устья скважины	1-112
1.10	Испытание скважины	1-113
1.10.1	Испытание пластов в процессе бурения	1-113
1.10.2	Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	1-115
1.11	Дефектоскопия и опрессовка	1-118
1.12	Строительные и монтажные работы	1-120
1.12.1	Выбор и обоснование бурового оборудования	1-120
1.12.2	Подготовительные работы к строительству скважины	1-122
1.12.3	Объемы строительные и монтажные работы для троительства скважины	1-124
1.13	Продолжительность строительства скважины	1-133
1.14	Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	1-135
1.15.1	Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов	1-139
1.15.1.1	**Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций**	**1-144**
1.15.2	Защита от шума и вибрации	1-151
1.15.3	Освещение оборудования рабочих мест	1-153
1.15.4	Средства индивидуальной защиты	1-154
1.15.5	Обустройство временных объектов при проведении работ	1-166
1.15.6	Средства контроля воздушной среды	1-168
1.15.7	Мероприятия по промышленной санитарии	1-169
1.15.8	Первичные средства пожаротушения	1-175
1.16	Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и строительстве скважины	1-177

		РАЗДЕЛ 2. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	
2.1		Сведения о водоснабжении	2-2
2.2		Сведения об энергоснабжении	2-4
2.3		Схема транспортировки грузов и вахт	2-6
		РАЗДЕЛ 3. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	
3.1		Основные требования и мероприятия по технике безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности	3-2
	3.1.1	Основные требования по технике безопасности	3-2
	3.1.2	Основные требования пожарной безопасности	3-3
3.2		Противофонтанная и газовая безопасность	3-6
	3.2.1	Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП	3-6
	3.2.2	Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП	3-9
	3.2.3	Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении	3-10
	3.2.4	Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения	3-12
	3.2.5	Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	3-12
	3.2.6	Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважиныы при отсутствии бурильного инструмента в скважиные и геофизических работах. Исследование и освоение скважины.	3-14
3.2.6.1		Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурение, испытания и освоения скважины	3-18
	3.2.7	Долив скважины	3-21
	3.2.8	Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности	3-23
	3.2.9	Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	3-24
	3.2.10	Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами	3-24
	3.2.11	Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы в зависимости от условий строительства и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противофонтанной службы	3-25
	3.2.12	Наличие средств дегазации, вентиляции	3-25
3.3		Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала	3-26
3.4		Оценка степени риска при строительстве скважины	3-34
	3.4.1	Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины	3-34
	3.4.2	Анализ видов и последствий отказов	3-35
	3.4.3	Определение степени риска строительства скважины	3-39
	3.4.4	Идентификация опасностей	3-40
3.5		Охрана недр	3-44
	3.5.1	Общая задача охраны недр в период эксплуатационной работ на площади	3-44
	3.5.2	Охрана недр в процессе разбуривания площади	3-45
	3.5.3	Выбор конструкции скважины и охрана недр в процессе крепления	3-51
	3.5.4	Контроль окружающей среды	3-52
	3.5.5	Радиационная безопасность	3-55
	3.5.6	Рекультивация земель	3.56
		РАЗДЕЛ 4. ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИНЫ	4-1

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1.1. Обзорная схема района работ 1-22

Рис. 1.2. График совмещенных давлений 1-51

Рис. 1.3. Профиль ствола скважины 1-644

Рис. 1.4. Эпюры избыточных давлений для колонны Ø323,9мм 1-90

Рис. 1.5. Эпюры избыточных давлений для колонны Ø244,5 мм 1-91

Рис. 1.6. Эпюры избыточных давлений для колонны Ø177,8мм 1-92

Рис. 1.7. График строительства скважины 1-134

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Сокращение	Значение
АВПД	Аномально высокое пластовое давление
АНПД	Аномально низкое пластовое давление
АО	Акционерное общество
АСС	Аварийно-спасательная служба
БУ	Буровая установка
БК	Башмак колонны
ГК	Гамма-каротаж.
ГС	Горизонтальная скважина
ГНВП	Газонефтеводопроявление
ГСД	График совмещенных давлений
ГТН	Геолого-технический наряд
КНБК	Компоновка низа бурильных колонн
ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду
ОЗЦ	Ожидание затвердения цемента
ПВО	Противовыбросовое оборудование
ПВР	Прострелочно-взрывные работы
СНС	Статическое напряжение сдвига
СБТ	Стальная бурильная труба
СИЗ	Средства индивидуальная защита
СНиП	Строительные нормы и правила
ТБТ	Толстостенная бурильная труба
ТОО	Товарищества с ограниченной ответственностью
УБТ	Утяжеленные бурильные трубы
ФА	Фонтанная арматура
ЦС	Циркуляционная система
ЦЦ	Центратор цементирующий

РАЗДЕЛ 1

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1.1. Сводные технико-экономические данные

«Индивидуальный технический проект на строительство эксплуатационной горизонтальной скважины НСВ-14 на месторождении С. Нуржанов Северо-западное крыло» выполнен в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» Астана, МИР РК от 30.12.2014г. №355, «Макетом рабочего проекта на строительство скважины на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

Строительство горизонтальной эксплуатационной скважины НСВ-14 будет осуществляться с помощью буровой установки SL-2500 с ВСП, ZJ-50 и или ее аналог с грузоподъемностью не менее 315 тонн. Буровая установка должна иметь 4-х ступенчатую систему очистки, которая обеспечит соблюдения проектных параметров промывочной жидкости, тем самым обеспечивая минимальное воздействие промывочной жидкости на проницаемые (продуктивные) пласты.

Основные проектные данные, следующие: Проектная коммерческая скорость бурения составляет 1283,2 м/ст. месяц.

Общая продолжительность строительства скважины – 172,3сут. с учетом монтажа БУ, бурения, крепления и освоения.

Целью бурения является добыча нефти.

Проектная глубина по вертикали/по стволу – 3358,47/4641м.

Установка оснащена современным основным и вспомогательным буровым оборудованием, средствами механизации, автоматизации и контроля технологических процессов, удовлетворяет требованиям техники безопасности и противопожарной безопасности, требованиям охраны окружающей природной среды.

Основным преимуществом разработки месторождений с использованием горизонтальных стволов является многократное увеличение дебита скважин. Это дало бурное развитие ГС во всем мире. Однако стоимость горизонтального бурения является весьма дорогостоящей вследствие недостаточного совершенства техники и технологии бурения, освоения, исследовательских и ремонтных работ. Поэтому вопрос эффективности применения горизонтальных скважин является одним из важнейших. Мировой и отечественный опыт проводки горизонтальных скважин свидетельствует о том, что их применение позволяет значительно улучшить текущие технологические показатели разработки низкопроницаемых коллекторов, а в ряде случаев перевести забалансовые запасы нефти в балансовые: в частности, темпы отбора нефти из систем ГС по сравнению с системами вертикальными скважин (ВС) повышаются в 3–5 раз, увеличиваются дебиты скважин, сокращаются сроки разработки. Можно

предположить, что применение ГС в этих условиях позволит обеспечить темпы выработки запасов на уровне рентабельности. Годовой темп отбора может быть не менее 2–3%, в то время как при применении ВС этот показатель не превышает 1–1,5%. При этом необходимо отметить, что удельные извлекаемые запасы в расчете на одну ГС раза выше, чем для ВС. Использование ГС требует за счет сокращения их общего числа на объектах значительно меньших (в 1,5–2 раза) капитальных вложений на бурение скважин при относительном росте (до 70%) стоимости каждой ГС за счет усложнения их конструкций. Однако, при массовом бурении ГС стоимость одного метра проходки, как показывает мировой опыт, может быть доведена до стоимости проходки ВС. Это создает еще более благоприятные предпосылки для повышения эффективности использования ГС. При применении технологии разработки нефтяных месторождений с использованием ГС можно достичь стабильного коэффициента нефтеизвлечения, равного 60–80%, за счет следующих факторов:

– ГС могут использоваться для разработки на любой стадии различных по типу и условиям залегания коллекторов;

– при проводке ГС можно обеспечить пересечение естественных вертикальных трещин в пласте, что позволит до максимума увеличить проницаемость пласта и отборы пластовых флюидов;

– для дренирования нефтяного коллектора нужно бурить в 4–5 раз меньше горизонтальных скважин, чем вертикальных.

Для эффективности показателей данной скважины при бурении с набором угла, в КНБК заложены ВЗД+телесистема. Для улучшения качества строительства данной скважины будут применяться зарубежные оборудования (телесистема, долота и т.д.) соответствующей требованиям промышленной безопасности.

Строительство горизонтальных скважин проводится по технологии бурения горизонтальных скважин, допущенной к применению на опасных производственных объектах, соответствующей требованиям промышленной безопасности, на которую имеется разрешение на применение на опасных производственных объектах, выданное уполномоченным органом в области промышленности безопасности, согласно пп.1) п.3 ст.16, пп.2) п.2 ст.69, ст. 74 Закона Республики Казахстан «О гражданской защите».

Основными факторами, позволяющими достичь высоких технико-экономических показателей бурения, являются: выбор рациональной конструкции скважин, применение эффективных передовых технологий, применение качественного полимерного бурового раствора.

Согласно построенному совмещенному графику давлений при строительстве скважин, как показано на рис. 5.1, аномально высокие пластовые давления не ожидаются. Исходя из горно-геологических условий разреза, для обеспечения надежности, технологичности и безопасности предлагается следующая конструкция скважин:

Направления ∅426мм × 0-100м

Кондуктор ∅323,9мм × 0-1500м

Тех. колонна ∅244,5мм × 0-2912,17/2930м (по вертикали/по стволу)

*Экс. колонна ∅177,8мм × 2814,35/2830-3358,47/3641м (по вертикали/по стволу)

Эксплуатационный хвостовик ∅114,3мм×3349,70/3541–3358,47/4641м. (по вертикали/по стволу).

Примечание: *Эксплуатационную колонну Ø177,8 мм спустить на глубину 3358,47/3641м в виде хвостовика с подвеской на глубине 2814,35/2830м внутри предыдущей колонны с расширяющимся пакером.

Преимуществом данной технологии являются: возможность бурения следующей секции с меньшими гидравлическими потерями промывки, применение бурильных труб большего диаметра в верхней части компоновки, экономия обсадных труб и материалов, улучшенная герметизация заколонного пространства, связанные с наличием расширяющегося пакера.

С целью недопущения открытого нефтегазоводяного выброса на обсадную колонну ø 426мм (направление), устанавливается комплект противовыбросового оборудования (ПВО), обеспечивающий герметичность устья скважин при возможных ГНВП.

Проект выполнен на основании действующих нормативных и инструктивных документов Республики Казахстан. Имеющиеся у Подрядчиков буровых работ стандарты, сертификаты на оборудование и другие технические средства должны пройти сертификацию согласно СТ РК 3.4-2017 и других нормативных документов Республики Казахстан.

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

Табл. 1.1.1. Основные проектные данные

№№ пп	Наименование данных	Значение
1	2	3
1.	Номер района строительства скважин (или морской район)	-
2.	Номера скважин, строящихся по данному проекту	НСВ-14
3.	Месторождение, площадь (участок)	С. Нуржанов северо-западное крыло
4.	Расположение (суша, море)	Суша
5.	Глубина моря на точке бурения, м	-
6.	Цель бурения и назначение скважин	Добыча нефти, эксплуатационная
7.	Проектный горизонт	Триас (Т- V)
8.	Проектная глубина, м - по вертикали - по стволу	 3358,47 4641
9.	Число объектов испытания - в колонне - в открытом стволе	 1 -
10.	Вид скважин (вертикальная, горизонтальная)	Горизонтальное окончание
11.	Тип профиля	Горизонтальное окончание
12.	Азимут бурения, градус	109
13.	Максимальный зенитный угол, градус	90
14.	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30м	5,68
15.	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	3358,47
16.	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	510,56
17.	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиуса круга допуска), м	10,0
18.	Категория скважин	вторая
19.	Металлоемкость конструкции, кг/м	74,98
20.	Способ бурения	Роторный/ВЗД/Роторная управляемая система
21.	Вид привода	Дизель-электрический
22.	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный
23.	Тип буровой установки	SL-2500, ZJ-50 с ВСП или аналог грузоподъемностью не менее 315тн

Продолжение табл.1.1.1

1	2	3
24.	Тип вышки	Мачтовая
25.	Наличие механизмов АСП (да, нет)	нет
26.	Номер основного комплекта бурового оборудования	-
27.	Максимальная масса колонны, тн - обсадной колонны - бурильной колонны - суммарной (при спуске секциями)	 174,22 136,22 -
28.	Тип установки для испытаний (освоения)	УПА-60/80 или ее аналог
29.	Продолжительность цикла строительства скважин, сутки, в том числе: - подготовка площадки, мобилизация БУ - строительно-монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - опробование пластоиспытателем на кабеле - время монтажа подъемника для испытания - время демонтажа буровой установки - освоение, в эксплуатационной колонне	 172,3 15 8,0 3,0 108,5 - 2 7 28,8
30.	Проектная коммерческая скорость, м/ст. месяц	1283,2
31.	Сметная стоимость, в том числе возврат	-
32.	Координаты угловых точек лицензионного участка	9674108,0000 5086257,0000

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

Табл. 1.1.2. Общие сведения о конструкции скважин

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска *, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	426 мм	0	100	0	100
Кондуктор	323,9 мм	0	1500	0	1500
Техническая	244,5 мм	0	2912,17	0	2930
Эксплуатационная колонна	177,8 мм	2814,35	3358,47	2830	3641
Эксплуатационный хвостовик	114,3 мм	3349,70	3358,47	3541	4641

Примечание: Глубины спуска обсадных колонн будут корректироваться по результатам данных бурения.

Табл. 1.1.3. Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтной базы, площадки, тыс. м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы, цеха	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания (электробура на забое), %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство, работа бульдозеров, автомашин на буровой, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой	Категория УБР	Коэффициент оборачиваемости бурильных труб, %
		в бурении и испытании	в т. ч. в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трубная площадка	Договорная	1	-	-	0,95	24	контрактная	первая	100

1**Табл. 1.1.4. Дополнительные сведения для составления сметы**

Продолжительность содержания лаборатории по контролю буровых и тампонажных растворов, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объем повторно используемого раствора, м^3	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты другие отходы)	Объем отходов, м^3			
								количество						в том числе подлежит		
При бурении		при испытании		интервал глубины, м		коли-чество	число смен в сутки	слесарей	Электромонтеров	число смен в сутки			Всего	Вывозу	захоронению	сбросу
от	до	от	до	от	до											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	4641	-	-	-	-	нет	нет	1	1	1	-	Шлам	497,027	497,027	-	-
												Отработанный буровой раствор	1084,372	1084,372	-	-
												Буровые сточные воды	2168,744	2168,744	-	-
												Жидкие отходы при освоении	660	660	-	-
												Жидкие отходы при цементировании	29,0	29,0	-	-

Табл. 1.1.5. Сведения об условиях освоения скважин

Данные о способах освоении			Срок перевода в нагнетательную от начала освоении, год	Максимальные габариты спускаемых инструментов и приборов при освоении скважин		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
название (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный)	период от начала освоении, год			глубина, м	диаметр, мм	вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	Активность пластового флюида, мм/год		тип	плот-ность г/см^3
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Таблица информации не несет										

Табл. 1.1.6. 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 1 года
1	2	3	4
Назначение скважины - эксплуатационная, ликвидации не подлежит			

1.2. Основание для проектирования

Табл. 1.2.1. Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п/п	Наименование документа
1	2
1	Договор № 1153036/2025/1 от 17.10.2025г. между Атырауским филиалом ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ» и АО «Эмбамунайгаз».
2	Техническое задание на разработку технического проекта с экологической оценкой (РООС) на строительство эксплуатационной скважины НСВ-14 на месторождении С. Нуржанов Северо-западное крыло.
3	Проект разработки месторождения С. Нуржанов Северо-западное крыло.
4	Анализа разработки месторождения С. Нуржанов (северо-западное крыло).
5	«Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).
6	СН РК 1.02-03-2011. «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».
7	Государственная лицензия №26009053 от 06.04.2026г., выданная ТОО «КМГ Инжиниринг» на работы и услуги в сфере углеводородов.

1.3. Общие сведения

Табл. 1.3.1. Сведения о районе буровых работ

Название, единица измерения	Значение
1	2
Площадь, месторождение (участок)	С. Нуржанов Северо-западное крыло
Блок (или номер и название), скважин	НСВ-14
Административное расположение Республика Область (край) район	 Казахстан Атырауская Жылыойский
Температура воздуха:	
- среднегодовая, °С	+15
- наибольшая летняя, °С	+45
- наименьшая зимняя, °С	-30
Среднегодовое количество осадков, мм	160
Влажность воздуха	-
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,5
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	176
Продолжительность зимнего периода в году, сут	107
Азимут преобладающего направления ветра, градус	135
Наибольшая скорость ветра, м/с	18
Характерная скорость ветра (средняя), м/с	-
Максимальная скорость ветра, м/с	-
Сейсмичность района работ, в баллах по шкале МСК-94	Не более 5



Рис. 1.1. Обзорная схема района работ

Табл. 1.3.2. Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	пустынная равнина
Глубина моря	суша
Распространение в разрезе многолетнемерзлых пород (ММП)	отсутствует
Толщина, см снежного покрова	20-25 см (макс. за зиму)
Категория грунта	вторая
Растительный покров	полынь, колючка биюргун и др.
Почвенного слоя	плодородный слой отсутствует
Состояние местности	слабопересеченная, полупустынная равнина

Табл. 1.3.3. Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение отводимого участка	Размер отводимого участка, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники	4,0	Норма отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74 п.3

Табл. 1.3.4. 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 энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	Привозная с г. Кульсары	220	Автоцистерна
Пресная; Питьевая вода (бутилированная)	Привозная с г. Атырау или г. Кульсары	220-440	Автотранспорт
Энергоснабжение	Дизель-электростанция	В пределах площадки буровой	Автономное
Связь	Радиостанция «Корал» Сотовая связь	-	Связь с офисом
Местные стройматериалы:	Местный карьер		Автосамосвал
Материалы, трубы, хим. реагенты, тампонажные цементы, ГСМ	База бурового подрядчика г.Атырау	440	Автотранспорт

Табл. 1.3.5. Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
20	Одноколейная дорога пятой категории	6	30	Насыпная грунтовая

Табл. 1.3.6. Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие	название	расстояние до буровой, км	наличие	название	расстояние до буровой, км (морских миль)
1	2	3	4	5	6
Да	г.Атырау-Кульсары-Прорва	440	Нет	-	-

Табл. 1.3.7. Данные по электростанции

Количество одновременно работающих электростанций	Тип электростанции	Мощность электростанции
1	2	3
2 (1 в резерве)	G12V190PZLG-3 – 3 шт	810 кВт

1.4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

разреза эксплуатационной горизонтальной скважины НСВ-14 на месторождении С. Нуржанов Северо-западное крыло

1.4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Табл. 1.4.1. Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверзности пластов

Глубина залегания, м по вертикали/ по стволу		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название	Индекс	Угол, град	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	348	Четвертичный Палеогеновый	Q+N+P	1		1,30
348	857	Верхний мел	K_2	2		1,30
857	1364	Нижний мел, альб	K_1al	1		1,25
1364	1500	Нижний мел, апт	K_1a	2		1,25
1500	1925	Нижний мел, Баррем+готерив	K_1br+h	2		1,25
1925	1945	Нижний мел, валанжин	K_1v	2		1,25
1945	1957	Верхняя юра, волжский	J_3v	2		1,25
1957	2325/ 2330	Верхняя юра, оксфордский	J_3o	1		1,20
2325/2330	2354/2360	Средняя юра, верхнекелловейский	J_2k_3	1		1,20
2354/2360	2393/2400	Средняя юра, среднекелловейский	J_2k_2	1		1,20
2393/2400	2418/2425	Средняя юра, нижнекелловейский	J_2k_1	1		1,20
2418/2425	2912/2930	Средняя юра	J_2	1		1,20
2912/2930	3298/3395	Нижняя юра	J_1	1		1,15
3298/3395	3358,47/ 4641	Триасовый	T	1		1,15

Табл. 1.4.2. Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали/ по стволу		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	содержание в интервале, %	
1	2	3	4	5	6
Q+N+P	0	348	Пески	20,0	зеленовато и коричневато-серые, песчанистые
			Глины	20,0	известковистые тонкослоистые с отложением. сидерита и пирита
			Мергели	40,0	кирпично-красные, зеленовато-серые, глинистые
			Известняки	20,0	голубовато-белые
K_2	348	857	Глины	10,0	темно-серые, с прослоями песков, песчаников
			Мел	30,0	белый, писчий
			Пески	20,0	темно серые
			Мергели	40,0	зеленовато-серые, с прослоями писчего мела и глин
K_1al	857	1364	Глины	60,0	темно-серые, черные, с прослоями песков и песчаников.
			Пески	40,0	светло-зеленовато-серые с прослоями глин, мелкозернистый
K_1a	1364	1500	Глина	40,0	темно-серые, плотные
			Песчаники	30,0	темно-серые, плотные мелкозернистые
			Песок	20,0	темно-серые, плотные мелкозернистые
			Мергели	10,0	зеленовато-серые
K_1ne	1500	1945	Глины	50,0	серые, зеленовато-серые плотные
			Песчаники	50,0	крепкие с прослоями мергели
J_3v	1945	1957	Глины	40,0	зеленовато-серые плотные
			Мергели	30,0	серые, глинистые,
			Известняк	30,0	серые, мелко-тонкозернистые

Продолжение таблицы 1.4.2

1	2	3	4	5	6
J_3o	1957	2325/ 2330	Алевролиты	20,0	темно-серые, темно-бурые
			Глины	50,0	серые с прослоями песчаников, алевролитов, аргиллит
			Песчаники	30,0	серые, пестро цветные
J_2k	2325/ 2330	2418/ 2425	Алевролиты	20,0	серовато-зеленые, глинистые
			Аргиллиты	15,0	темно-серые, песчанистые, не известковистые
			Глины	35,0	серые с прослоями песчаников, алевролитов, аргиллит
			Уголь	10,0	черный, темно-коричневый, матовый, угловатый
			Песчаники	20,0	пестро цветные
J_2	2418/ 2425	2912/ 2930	Глины	20,0	серые, алевритистые, плотные
			Алевролиты	10,0	прослоями песка, глин и песчаников
			Пески	35,0	мелко-разнозернистые, серые, светло-серые
			Песчаники	35,0	среднезернистые, с прослоями алевролитов
J_1	2912/ 2930	3298/ 3395	Пески	40,0	Пески серые, светло-серые, мелко и не равномерные зернистые
			Песчаники	20,0	Песчаники полимиктовые, средне мелкозернистые, серые
			Глины	40,0	Глины алевритистые, серые, зеленовато-серые, с растительными остатками
T	3298/ 3395	3358,47/ 4641	Глины	50,0	Глины светло-серые, темно-серые, темно-бурые, песчанистые, слабо известковистые, слюдистые, местами углистые
			Песчаники	10,0	Песчаники известковисто-глинистые, мелко и среднезернистые
			Пески	40,0	Пески серые, средне и крупнозернистые

Табл.1.4.3. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали/ по стволу		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м^3	Пористость, %	Проницаемость, мкм^2	Глинистость, %	Карбонатность, %	Категория твердости кгс/мм^2	Категория абразивности	Коэффициент пластичности	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.д.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q+N+P	0	348	Глины	2000-2600	5-20	0,001-0,01	10-70	5-60	15-30	3-5	Нет данных	мягкая
			Пески									
			Мергели									мягкая
			Известняки									мягкая
K_2	348	857	Глины	2100-2450	5-30	0,001-0,1	15-70	5-50	15-35	3-6	Нет данных	мягкая
			Мел									мягкая
			Пески									мягкая
			Мергели									мягкая
K_1al	857	1364	Глины	2600-2600	5-30	0,001-0,1	15-70	5-50	15-35	3-7	Нет данных	мягко-средняя
			Пески									мягко-средняя
K_1a	1364	1500	Глины	2600-2600	5-30	0,001-0,1	15-70	5-50	15-35	3-7	Нет данных	мягко-средняя
			Песчаники									мягко-средняя
			Песок									мягко-средняя
			Мергели									мягко-средняя
K_1ne	1500	1945	Глины	2600-2600	5-30	0,001-0,1	15-70	5-50	15-35	3-7	Нет данных	мягко-средняя
			Песчаники									мягко-средняя

Продолжение таблицы 1.4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J_3v	1945	1957	Глины Мергели Известняк	2600-2700	15-30	0,01-0,1	10-80	5-70	20-70	3-8	Нет данных	средняя
J_3o	1957	2325/2330	Алевролиты	2500-2700	5-20	0,01-0,1	10-90	5-80	20-70	4-7	- - / /- -	средняя
			Глины									средняя
			Песчаники									мягко-средняя
J_2k	2325/2330	2418/2425	Алевролиты	2500-2700	5-20	0,01-0,1	10-90	5-80	20-70	4-7	- - / /- -	средняя
			Аргиллиты									
			Глины									
			Уголь									
			Песчаники									мягко-средняя
J_2	2418/2425	2912/2930	Глины	2500-2700	5-20	0,01-0,1	10-90	5-80	15-55	4-7	- - / /- -	средняя
			Алевролиты									средняя
			Пески									средняя
			Песчаники									средняя
J_1	2912/2930	3298/3395	Пески	2500-2700	5-20	0,01-0,1	10-90	5-20	15-55	4-7	- - / /- -	средняя
			Песчаники									средняя
			Глины									средняя
T	3298/3395	3358,47/4641	Глины	2500-2700	17-20	0,01-0,1	10-90	5-20	15-55	4-7	- - / /- -	средняя
			Песчаники									средняя
			Пески									средняя

Табл. 1.4.4. Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетне-мерзлых пород, м		Тип много-летнемерзлых 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	межмерз-лотных напорных (защем-ленных) вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ММП отсутствуют								

1.4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Табл. 1.4.5. Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали/ по стволу		Тип коллектора	Плотность, г/см^3		Подвижность, Дарси на сПз	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Дебит, т/сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	После дегазации					Газосодержание, м^3/т	Содержание H_2S,%	Содержание CO_2,%	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, Мпа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ю-1	2255	2259	поровый	0,746	0,87	0,07	0,92	1,44	11	4,0	-	0,86	0,901	-	15,6
Ю-2-1 песч.	2280	2283													
Ю-4	2440	2446		0,778	0,87	0,01	1,04	1,52	12,5	42,7	-	1,44	0,836	-	21,06
Ю-4-2	2579	2624													
Ю-4-4	2739	2740		0,70	0,87	0,038	0,84	0,94	78,3	58,3		3,31	0,868	-	16,0
Ю-4-5	2798	2808													
Ю-5	2823 2898	2838 2921													
Т-I-А	2990	3006		0,751	0,89	0,07	1,16	3,3	69,4	151	0,8	1,2	0,814	-	26,0
Т-I-Б	3051	3087													
Т- III	3133	3176		0,757	0,895	-	1,4	3,3		136,5			0,729		28,8
Т- IV	3216	3226		0,653	0,856	-	1,6	1,0		28 6	-	0,9	0,817		25,4
Т- V	3358,47/ 3641	3358,47/ 4641		0,813	0,930	-	1,6	1,0	92,8	103,8		0,4	-		25,7

Табл. 1.4.6. Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Тип коллектора	Состояние (газ. конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по объему	Относительная по воздуху плотность газа % по объему	Коэф-т сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит газа тысяч .м^3/сут	Плотность газоконденсата, г/см^3		Фазовая проницаемость, мдарси
	от (верх)	до (низ)								в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ю-4-3	2647	2691	поровый	газ	1,1	2,3	-		18,9-58,6	-	-	0,4
Ю-4-4	2717	2737										
Т-2-Б	3115	3119	поровый	газ	0,04		0,729	0,73		0,77	0,74	0,40

Табл. 1.4.7. Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали/ по стволу		Тип коллектора	Плотность, г/см^3	Свободный дебит, м^3/сут	Фазовая проницаемость, мдарси	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину: СФН-ГКН – ХЛМ – ХЛК -	Относится к источнику питьевого Водоснабжения (да, нет)
							анионы			катионы					
	от (верх)	до (низ)					Cl^-	SO_4^-	HCO_3^-	$Na^+ + K^+$	Mg^{++}	Ca^{++}			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K	852	977	поровый	1,09	14,8	-	2211	0,69	1	2498,6	151	291	442,3	ХЛК	нет
Kv-1	1917	1926	поровый	1,09	21,6		2211		1		151	291	442,3	ХЛК	нет
Kv-3	1966	1985	поровый	1,09	21,6		2211		1		151	291	442,3	ХЛК	нет
J_2	2282 2302 2367 2453 2520 2809 2847 2921 3008 3023	2300 2307 2384 2467 2551 2817 2876 2930 3017 3049	поровый	1,15	9,4	9,21-98,9	84,52-159,9	2,3-8,62	0,1-0,24	49,01-92,62	2,92-4,55	1,2-4,21	207,0	ХЛК	нет
T	3240	3294	поровый	1,17		13,1-960,6	123,5-146,1	0,18-7,96	0,01-15,36	64,31-73,95	2,43-2,85	9,84-13,5	254,7	ХЛК	нет

Табл. 1.4.8. Давление и температура по разрезу скважины

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного				
			кгс/см² на м		Источник получения	кгс/см² на м		Источник получения	кгс/см² на м		Источник получения	кгс/см³ на м		Источник получения	Градус	Источник получения
	от (верх)	до (низ)	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
Q+N+P	0	348	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	20	РФЗ
K_2	348	857	0,100	0,102	РФЗ	0,100	0,102	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,200	0,210	РФЗ	29	РФЗ
K_1 al	857	1364	0,102	0,103	РФЗ	0,102	0,103	РФЗ	0,200	0,205	РФЗ	0,210	0,220	РФЗ	36	РФЗ
K_1 a	1364	1500	0,103	0,104	РФЗ	0,103	0,104	РФЗ	0,205	0,205	РФЗ	0,220	0,220	РФЗ	48	РФЗ
K_1 ne	1500	1945	0,104	0,105	РФЗ	0,104	0,105	РФЗ	0,205	0,210	РФЗ	0,220	0,225	РФЗ	52	РФЗ
J_3	1945	2325/ 2330	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,210	0,220	РФЗ	0,225	0,235	РФЗ	56	РФЗ
J_2	2325/ 2330	2912/ 2930	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,220	0,230	РФЗ	0,235	0,240	РФЗ	73	РФЗ
J_1	2912/ 2930	3298/ 3395	0,105	0,110	РФЗ	0,105	0,110	РФЗ	0,230	0,240	РФЗ	0,240	0,245	РФЗ	80	РФЗ
T	3298/ 3395	3358,47/ 4641	0,110	0,113	РФЗ	0,110	0,113	РФЗ	0,240	0,240	РФЗ	0,245	0,250	РФЗ	91	РФЗ

1.4.3. Возможные осложнения

Табл. 1.4.9. Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали/ по стволу		Максимальная интенсивность поглощения, м³/час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максим. снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см² на м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K_1br+h-T	1500	3358,47/ 4641	0,2-0,3	-	Да	-	-	При несоблюдении технологии операции

Табл. 1.4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
			тип раствора	плотность, г/см³	дополнительные данные, влияющие на устойчивость пород			
	От (верх)	До (низ)			условная вязкость, сек	водоотдача, см³/30мин.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K_2 - K_1a	500	1500	Полимерный	1,17-1,19				Обработка с промывкой, проработка, промывка перед подъемом инструмента
K_1br+h - T	1500	3358,47/ 4641	Полимерный	1,26-1,28				

Табл. 1.4.11. Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали/ по стволу		Вид проявляемого флюида (газ, нефть, вода)	Плотность смеси при проявлениях, для расчета избыточных внутренний и наружный давлений, г/см^3	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелив воды, увеличения водоотдачи, и.т.д.)
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
K	852	977	Вода	1,15	При превышении пластового давления на 3-5% над забойным	Перелив, пузырьки газа, увеличение водоотдачи. Пленки нефти, снижение удельного веса.
Kv-1	1907	1926	Вода	1,10		
Kv-3	1966	1985	Вода	1,10		
J_2	2255	2259	Нефть	0,77		
	2280	2283	Нефть	0,77		
	2440	2446	Нефть	0,77		
	2282 2302	2300 2551	Вода	1,15		
	2579	2624	Нефть	0,77		
	2520	2551	Вода	1,15		
	2647 2717	2691 2737	Газ	0,6		
	2739	2740	Нефть	0,77		
	2798	2808	Нефть	0,77		
	2675 2809	2678 2942	Вода	1,15		
	2823 2898	2838 2921	Нефть	0,77		
	2864 2890 2945	2873 2906 3002	Вода	1,15		
T	2990	3226	Нефть	0,77		
	3115	3119	Газ	0,6		
	3358,47/ 3641	3358,47/ 4641	Нефть	0,8		

Примечание: Интервалы нефтеносности будут уточняться по данным геологической службы Заказчика.

Табл. 1.4.12. Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали/ по стволу		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальнико-образования)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничения на оставления инструмента без движения (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см^3	водоотдача, см^3/30мин	смазывающие добавки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
К	50	1150	Затяжка, посадки	Полимерный	1,18	≥4-6	Нефть	Да	В интервале сужения за счет большой фильтрации и коркообразования, недостаточная гидромониторная очистка забоя, высокая вязкость бурового раствора
К1-J	1700	2325/ 2330							
J_2- Т	2325/ 2330	3358,47 / 4641	Затяжка, посадки		1,28	-	-	Да	

Примечание: 1. При прохождении горизонтального участка минимизировать простои без циркуляции и расхаживания бурильного инструмента.

2. Для очистки пробуренного горизонтального интервала, для выноса шлама применять тандемные пачки с ВУС.
3. Перед каждым СПО в интервале более 60° выполнять промывку до чистого выхода шлама с вращением и расхаживанием.
4. При соблюдении технологических требований к качеству и рецептуре промывочных жидкостей осложнения исключаются.

Таблица 1.4.13. Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по вертикали		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см^3	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
T	3350	3557	Глины,песчаники,пески	1,40	При не соблюдении технологии бурения

Табл. 1.4.14. 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
J_2 - T	1500	3358,47/ 4641	Осыпи, обвалы, сужение ствола скважины	Набухание глинистых частиц под воздействием фильтрата бур. раствора или образование толстых глинистых корок против проницаемых пород

1.4.4 Исследовательские работы

Табл. 1.4.15. Отбор керна, шлама и грунтов

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

Примечание: Интервалы отбора шлама будут корректироваться Заказчиком во время выполнения буровых работ.

Табл. 1.4.16. Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи (предостав-ляемого материала)	Замеры и отборы производятся			Комментарий
		при забое, м	в интервале, м по стволу		
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
ПС, КС, ГК, НГК, ИК, профилеметрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия, резистивиметрия.	1:500	1500	100	1500	
АКЦ-ФКД интегрального типа	1:500	1500	0	1500	После спуска кондуктора
СГК, ГК, НГК, ННК-т, БК-многозондовый, ГГК-п, ГГК-с, МБК, АК, ИК (многозондовый), АКШ (DSI), профилеметрия	1:200/1:500		1500	2930	
АКЦ (ультразвуковой имиджер) либо 6-ти, 8-ми секторный (по усмотрению Заказчика)	1:500		0	2910	После спуска тех. колонны
СГК, ГК, НГК, ННК-т, БК-многозондовый, ГГК-п, ГГК-с, МБК, АК, ИК (много зондовый), АКШ (DSI), профилеметрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия, резистивиметрия.	1:200/1:500	3641	2930	3641	ГИС проводятся на бурильных трубах
АКЦ (ультразвуковой имиджер) либо 6-ти, 8-ми секторный (по усмотрению Заказчика)	1:500	3641	0	3641	После спуска экс. колонны
MWD/LWD		4641	3600	4641	В горизонтальном стволе исследования проводятся в процессе бурения скважины в режиме реального времени для геологической проводки
ГТИ		с 1500 метров до 4641м			По решению Заказчика

Примечание: 1. Интервалы и объём ГИС могут корректироваться в процессе бурения геологической службой Заказчика.

2. Предусмотреть проведение геофизических исследований оптимальной сборкой геофизических модулей, позволяющей уменьшить количество спускоподъемных операций. Проведение комплекса ГИС осуществляется с соблюдением «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», Москва, 2001г и правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, Москва, 1999г.

Табл. 1.4.17. Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах (ИПТ)				Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	вид операции (испытание, опробование)	глубина нижней границы объема, м		количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
		по стволу	по вертикали		от (низ)	до (низ)	
		-					
1	2	3		4	5	6	7
Испытания пластов в процессе бурения не предусмотрены							

Табл. 1.4.18. Прочие виды исследования

№№ п/п	Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3	4
1	Анализ глубинных проб пластовой нефти	Проба	5
2	Анализ поверхностных проб нефти	Проба	5
3	Анализ пластовых вод	Проба	3
4	Товарный анализ нефти	Проба	5

Примечание: Указанный объем лабораторных исследований будет уточняться Заказчиком.

1.4.5 Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения об эксплуатации

Табл. 1.4.19. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							ΔР, кг/см^2	плотность жидкости, г/см^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Т- V	1	3358,47/ 3621	3358,47/ 4641	не предусматривается		Колонна или фильтр	передвижная	да	3	4, 6, 8	1.Замена бур. раствора на техн. воду, нефть. 2.Снижение уровня свабированием или компрессированием.	50-70	1,00 - 1,03

Примечание: Интервалы освоения и их количество определяются по результатам заключения интерпретации результатов ГИС.

Табл. 1.4.20. Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидропескоструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстии на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора, шт.	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ (да, нет)	Насадки для гидропеско-струйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	Плотность*, г/см^3								диаметр, мм	количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Таблица не несет информации											

Примечание: Перфорация не предусмотрена

Табл. 1.4.21. Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта
Проведение работ по мульти стадийному ГРП.

№№	Название процесса: гидроразрыв пласта гидропескоструйной перфорации	Местные нормы времени, сут.
1	**Проведение работ по мульти стадийному ГРП.** Проведение 5 стадий ГРП объёмом 30-50 тонн за стадию. Возможность по требованию заказчика проведения ГРП с применением следующих методик/технологий: - ГРП на основе полимерных жидкостей с применением стандартного керамического проппанта; - ГРП на основе полимерных жидкостей с применение цилиндрического проппанта; - ГРП на основе без полимерной жидкости с применением стандартного керамического проппанта; - Проведение ГРП с созданием открытых каналов внутри трещины ГРП; - Пенный ГРП с применением стандартного керамического проппанта.	Проведение 5 стадий ГРП объемом 30-50 тонн за стадию.

Примечание: По решению Заказчика количество стадий ГРП могут увеличиться до 10 стадий.

Табл. 1.4.22. Дополнительные работы при испытании (освоении)

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

Табл. 1.4.23. Данные по испытанию (опробованию) пластов пластоиспытателями, спускаемых на трубах

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта в порядке испытания	Интервал залегания объекта		Испытание проводятся в процессе бурения, 1-в эксплуатационной колонне	Вид операции (испытание, опробование, испытание с геофизическими исследованиями. Опробование с геофизическими исследованиями)	Спуск испытателя на бурильных трубах, 1-на НКТ	Мощность интервала проработки, м	Количество циклов промывки	Возможность осложнения (прихваты инструмента)
		От (верх)	До (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Таблица не несет информации, скважина эксплуатационная									

Табл. 1.4.24. Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Плотность жидкости в колонне, г/см^3		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/см^2	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся температура при эксплуатации, ^{0}C		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	длина столба газа по вертикали, м	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Таблица не несет информации									

Табл. 1.4.25. Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Номер объекта в порядке испытания	Относится ли объектам, которые (да, нет)		Предусмотрено ли (да, нет)			Для эксплуатационных скважин требуется ли исключить из состава основных работ (да, нет)			Работы по испытанию проводятся в 1, 1.5, 2 или 3 смены	Требуется ли двукратное применение работ после интенсификации притока (да, нет)
	при мощности до 5м представлены пропластами	при мощности до 6м имеют подошвенную воду	шаблонирование обсадной колонны	для эксплуатационных скважин: задавка скважины через НКТ	для эксплуатационных скважин: использование норм по ССНВ для разведочных скважин	вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Нет	Нет	Да	Нет	Нет	Да	Нет	Нет	2	Нет

Примечание: Решение по проведению работ в данных в п.п 2, 3 и 9 будет приниматься по результатам бурения.

Табл. 1.4.26. Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу-вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента: вода, нефть, газ, пар и т.д.	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, кг/м^3	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м^3/сут.	Давление на устье, Мпа	температура нагнетаемого агента, ^{0}С	шифр	глубина установки	тип	плотность, кг/м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Перевод скважин в нагнетательный фонд не планируется													

Табл. 1.4.27. 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 скважины и т.д.)
		От (верх)	До (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
НСВ-13	С. Нуржанов северо-западное крыло	793	1450	К, J, T	Затяжки и посадки	-
		1859	2935			-
		3267	3525			-
		3396	3396		Посадка	Спуск ОК начат без устранения осложнения.
		3557	3557		Прихват	Геологические факторы.
НСВ-12		765	1193		Затяжки и посадки	-
		1529	2817			-
		3863	3863		Прихват	Дифференциальный прихват.
		3952	3970		Скачки давления	-
НСВ-11		3450	3450		Осыпи и обвалы	-

1.5 Конструкция скважины

Табл. 1.5.1. Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
наружный диаметр, мм	длина, м	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
На устье скважины предусмотреть шахту (приустьевой приямок). Шахта представляет собой прямоугольный железобетонный колодец, с внутренними размерами 2х2х1,5 м. Днища и стенки изготавливаются из монолитного железобетона на сульфатостойким портландцементе с армированием из арматурных сеток 12AIII. Шахта перекрывается рифленым листом по ГОСТ 8568-77, закрепленные с помощью анкерных болтов и обрамлением металлическим уголком.						

Примечание: 1. Строительство шахтовой направляющей производят после укладки гидроизолирующей пленки и отсыпки щебеночной смеси по всему дну шахтового направления.

2. Толщина заливки дна шахты составляет 150 мм, а толщины стенки – 300 мм.

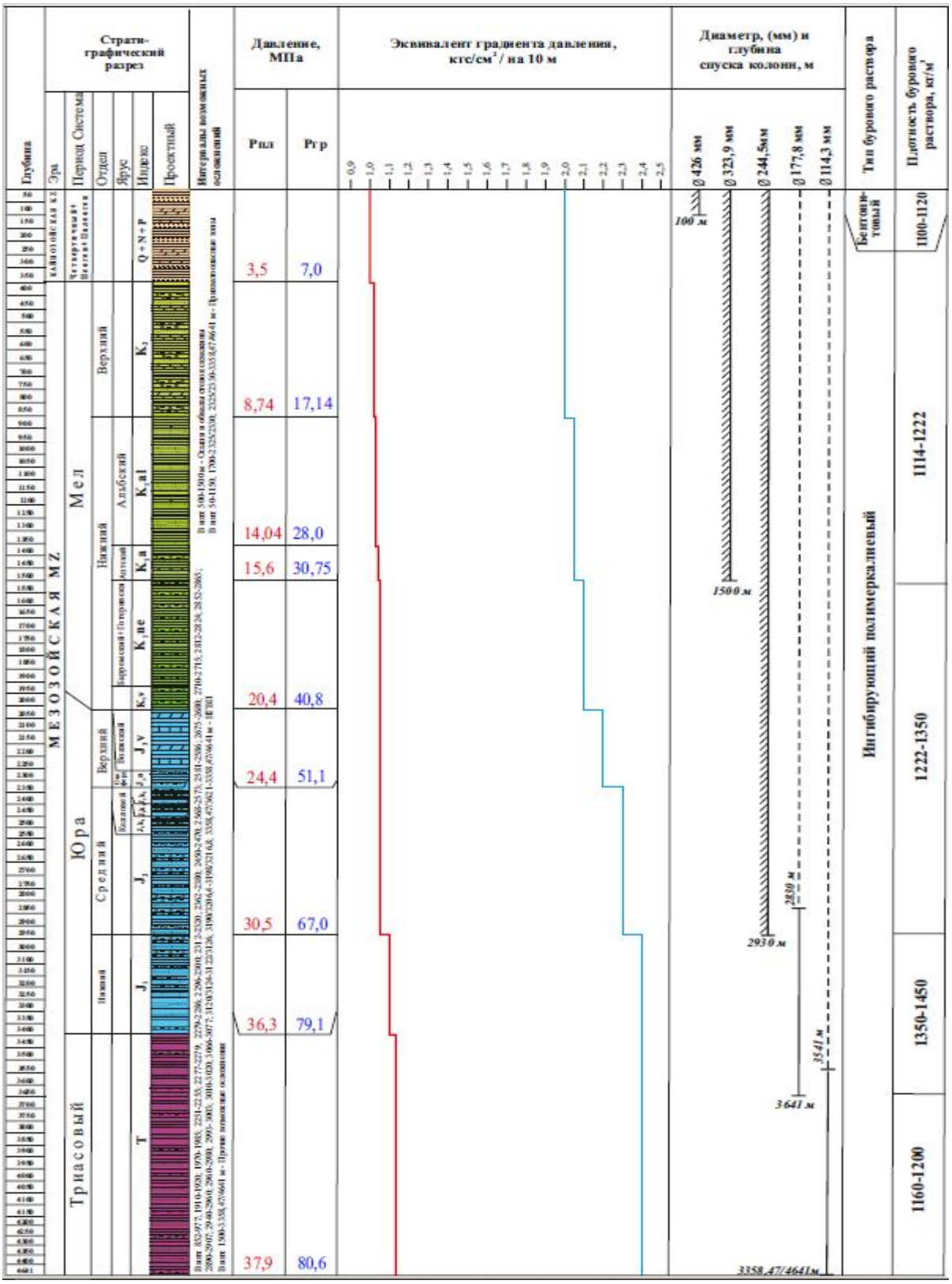


Рис. 1.2. График совмещенных давлений.

Табл. 1.5.2. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (направление, кондуктор, первая и последующие, промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная) или открытый ствол	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Высота подъема тампонажного раствора за колонной, м	Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в т.ч. в один прием или секциями), установки надставки, смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление Ø 426мм	0	100	490,0	До устья	1	1	0	100	Перекрытие верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе
2	Кондуктор Ø 323,9мм	0	1500	393,7		1	1	0	1500	Перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию. Оборудование устья скважины ПВО
3	Технические Ø 244,5мм	0	2912,17/2930	295,3		1	1	0	2930	Перекрытие верхней части разреза, склонных к обваливанию
	Экс. колонна Ø 177,8мм	2814,35/ 2830	3358,47/ 3641	220,7		1	1	2814,35/ 2830	3641	Набор угла и вход в пласт
5	Эксплуатационный хвостовик Ø 114,3мм	3349,70/ 3541	3358,47/ 4641	155,6	Не цементируется	1	1	3541	4641	Эксплуатация продуктивных горизонтов

Примечание: 1. Глубина спуска ОК могут корректироваться по данным ГИС.
2. Допустимо применение обсадных труб и их соединении по стандарту API или фирменных с аналогичной характеристикой**.**

Табл. 1.5.3 Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр.1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (см. табл. 5.2., гр. 8)	количество диаметров, шт.	номер одноразмерной части в порядке спуска	наружный диаметр, мм	интервал установки одноразмерной части (по стволу), м		ограничение на толщину стенки, не более, мм	соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		кол-во типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максимальный наружный диаметр соединениям	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	100	10	1	1	ОТТМ	451,0	0	100
2	1	1	1	323,9	0	1500	9,5	1	1	ОТТМ	351,0	0	1500
3	2	1	1	244,5	0	1950	10,03	1	1	ОТТГ	269,9	0	1950
	1				1950	2930				Premium		1950	2930
4	1	1	1	177,8	2830	3641	9,19	1	1	Premium	200,3	2830	3641
5	1	1	1	114,3	3541	4641	7,37	1	1	Premium	127,0	3541	4641

Табл. 1.5.4. Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции

П/П	НАИМЕНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ИЛИ КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ	ПРИЧИНА ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЯ
1	2	3
1	Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка действий буровой бригады в случае возможных газонефтеводо-проявлений
2	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка работоспособности ПВО
3	Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине: - запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (см. табл. 1.9.8); - строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента при соблюдении параметров бурового раствора (см. табл. 1.7.1); - с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 1.7.1. На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт). В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла. В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 1.7.1).	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

Продолжение таблицы 1.5.4

1	2	3
4	Для обеспечения безаварийной работы при бурении скважины необходимо руководствоваться следующими документами: При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия: - Обеспечение систематического контроля показателей свойств бурового раствора и поддержание их согласно требованиям ГТН. - Обеспечение буровой (до начала бурения) следующим минимумом ловильного инструмента, соответствующего размерам скважины и применяемым бурильным трубам и УБТ: колокол с воронкой, метчик, магнитный фрезер. Ловильный инструмент должен быть исправным, смазан и иметь соответствующие переводники под бурильные трубы. На каждый тип лов ильного инструмента необходимо иметь эскизы с указанием размеров. - Перед спуском долот в скважину бурильщик обязан проверить диаметр долота, состояние присоединительной резьбы, сварных швов, люфт шарошек. - Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером сработки предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом. - Немедленно начать подъем инструмента при резком падении механической скорости в 2,5–3 раза за последние 15–20 минут бурения. - Запрещается крепление долот ротором - В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема необходимо приостановить подъем, навернуть ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота. - Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика). - Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах. - Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, не допуская превышения установленной величины с помощью моментомера. В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы. - При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

Продолжение таблицы 1.5.4

1	2	3
	- В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой и проработкой вверх, вниз. - При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку. - Все резьбовые соединений УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами. - Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3000 м и через 50 ч при бурении свыше 3000 м. - Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. - Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята. - В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки. - Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено: - применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
5	**Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов** В целях предупреждения газонефтеводопроявлений при бурении скважины необходимо руководствоваться: [1]. Признаками начала газонефтеводопроявлений в бурящихся скважинах являются:	Предупреждение газонефтеводопроявлений

Продолжение таблицы 1.5.4

1	2	3
	- повышение расхода (скорости) восходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной производительности буровых насосов; - выход на поверхность части (пачки) бурового раствора, насыщенного газом, нефтью или пластовой водой во время промывки скважины; - увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях при циркуляции; - перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции; - увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб; - уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб. В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины; - плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту; - условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта; - на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины; - буровая должна быть оснащена механизмом (дегазатором) для дегазации бурового раствора и приборами контроля концентрации газа в буровом растворе. Вскрытие продуктивных горизонтов при неисправном дегазаторе запрещается; - устье скважины должно быть оборудовано ПВО в соответствии с утвержденной схемой. Перед подъемом бурильной колонны из скважины со вскрытыми продуктивными горизонтами необходимо тщательно промыть скважину (не менее 1 цикла) и выровнять буровой раствор с доведением его показателей свойств до норм, установленных техническим проектом, промывку производить с периодическим вращением бурильного инструмента. Устье скважины должно быть оборудовано приспособлением для долива. При подъеме инструмента из скважины производить непрерывный долив бурового раствора, поддерживая его уровень у устья скважины. Для непрерывного долива необходимо установить емкость объемом 20–25 м^3 под буровой раствор, используемый для долива скважины. Запрещается производить подъем бурильного инструмента из скважины при наличии сифона или поршневания.	Предупреждение газонефтеводопроявлений

Продолжение таблицы 1.5.4

1	2	3
	При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины. При длительных простоях бугрящейся скважины (более 5 суток) вскрытые продуктивные горизонты должны быть изолированы цементным мостом. При появлении признаков газонефтеводопроявления необходимо принять экстренные меры в соответствии с действующими инструкциями, немедленно сообщить руководству буровой организации. В случае вынужденных простоев бурильная колонна должна быть спущена до башмака последней обсадной колонны и устье скважины герметизировано превентором. При этом необходимо периодически производить промывку скважины со спуском бурильных труб до забоя. Периодичность промывок определяется технологической службой бурового предприятия. В проекте предусмотрено: - организовать службу супервайзера на буровой; - службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора; - обеспечить буровую газокаротажной станцией.	

1.6 Профиль ствола скважины

Табл. 1.6 1. Входные данные по профилю скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град.		
				Максимально допустимый на интервале его увеличения	При входе в продуктивный пласт	
от (верх)	до (низ)	Зенитный угол, град.	интенсивность изменения зенитного угла, град./10м		минимально допустимый	максимально допустимый
1	2	3	4	5	6	7
0	2940	12,0	2,11	90,0	90,0	90,0

Примечание: Интервал установки погружных насосов по результату бурения.

Табл. 1.6.2. Профиль ствола скважины

ИГ (MD)[m]	ЗУ (Inc)[deg]	Азимут (Azi)[deg]	ВГ (TVD)[m]	Север [m]	Восток [m]	ИИ [deg/30m]	Вертикальная секция [m]
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00C	0,00B		0,00
30,00	0,00	0,00	30,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
60,00	0,00	0,00	60,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
90,00	0,00	0,00	90,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
100,00	0,00	0,00	100,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
120,00	0,00	0,00	120,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
150,00	0,00	0,00	150,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
180,00	0,00	0,00	180,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
210,00	0,00	0,00	210,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
240,00	0,00	0,00	240,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
270,00	0,00	0,00	270,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
300,00	0,00	0,00	300,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
330,00	0,00	0,00	330,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
360,00	0,00	0,00	360,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
390,00	0,00	0,00	390,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
420,00	0,00	0,00	420,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
450,00	0,00	0,00	450,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
480,00	0,00	0,00	480,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
510,00	0,00	0,00	510,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
540,00	0,00	0,00	540,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
570,00	0,00	0,00	570,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
600,00	0,00	0,00	600,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
630,00	0,00	0,00	630,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
660,00	0,00	0,00	660,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
690,00	0,00	0,00	690,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
720,00	0,00	0,00	720,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
750,00	0,00	0,00	750,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
780,00	0,00	0,00	780,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
810,00	0,00	0,00	810,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
840,00	0,00	0,00	840,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
870,00	0,00	0,00	870,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
900,00	0,00	0,00	900,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
930,00	0,00	0,00	930,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
960,00	0,00	0,00	960,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
990,00	0,00	0,00	990,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
1020,00	0,00	0,00	1020,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
1050,00	0,00	0,00	1050,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
1080,00	0,00	0,00	1080,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
1110,00	0,00	0,00	1110,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
1140,00	0,00	0,00	1140,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
1170,00	0,00	0,00	1170,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
1200,00	0,00	0,00	1200,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
1230,00	0,00	0,00	1230,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
1260,00	0,00	0,00	1260,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
1290,00	0,00	0,00	1290,00	0,00C	0,00B	==>	0,00
1320,00	0,00	0,00	1320,00	0,00C	0,00B	==>	0,00

ИГ (MD)[m]	ЗУ (Inc)[deg]	Азимут (Azi)[deg]	ВГ (TVD)[m]	Север [m]	Восток [m]	ИИ [deg/30m]	Вертикальная секция [m]
1350,00	0,00	0,00	1350,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1380,00	0,00	0,00	1380,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1410,00	0,00	0,00	1410,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1440,00	0,00	0,00	1440,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1470,00	0,00	0,00	1470,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1500,00	0,00	0,00	1500,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1530,00	0,00	0,00	1530,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1560,00	0,00	0,00	1560,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1590,00	0,00	0,00	1590,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1620,00	0,00	0,00	1620,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1650,00	0,00	0,00	1650,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1680,00	0,00	0,00	1680,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1710,00	0,00	0,00	1710,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1740,00	0,00	0,00	1740,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1770,00	0,00	0,00	1770,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1800,00	0,00	0,00	1800,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1830,00	0,00	0,00	1830,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1860,00	0,00	0,00	1860,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1890,00	0,00	0,00	1890,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1920,00	0,00	0,00	1920,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1950,00	0,00	0,00	1950,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
1980,00	0,00	0,00	1980,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
2000,00	0,00	0,00	2000,00	0,00С	0,00В	==>	0,00
2010,00	0,70	179,00	2010,00	0,06Ю	0,00В	2,11	0,03
2040,00	2,81	179,00	2039,98	0,98Ю	0,02В	2,11	0,51
2070,00	4,91	179,00	2069,91	3,00Ю	0,05В	2,11	1,56
2100,00	7,02	179,00	2099,75	6,12Ю	0,11В	2,11	3,18
2130,00	9,12	179,00	2129,45	10,33Ю	0,18В	2,11	5,37
2160,00	11,23	179,00	2158,98	15,62Ю	0,27В	2,11	8,13
2171,00	12,00	179,00	2169,75	17,84Ю	0,31В	2,11	9,28
2190,00	12,00	179,00	2188,34	21,79Ю	0,38В	==>	11,34
2220,00	12,00	179,00	2217,68	28,03Ю	0,49В	==>	14,58
2250,00	12,00	179,00	2247,03	34,26Ю	0,60В	==>	17,83
2280,00	12,00	179,00	2276,37	40,50Ю	0,71В	==>	21,07
2310,00	12,00	179,00	2305,72	46,73Ю	0,82В	==>	24,31
2340,00	12,00	179,00	2335,06	52,97Ю	0,92В	==>	27,56
2370,00	12,00	179,00	2364,40	59,21Ю	1,03В	==>	30,80
2400,00	12,00	179,00	2393,75	65,44Ю	1,14В	==>	34,05
2430,00	12,00	179,00	2423,09	71,68Ю	1,25В	==>	37,29
2460,00	12,00	179,00	2452,44	77,92Ю	1,36В	==>	40,54
2490,00	12,00	179,00	2481,78	84,15Ю	1,47В	==>	43,78
2520,00	12,00	179,00	2511,13	90,39Ю	1,58В	==>	47,03
2550,00	12,00	179,00	2540,47	96,63Ю	1,69В	==>	50,27
2580,00	12,00	179,00	2569,81	102,86Ю	1,80В	==>	53,52
2610,00	12,00	179,00	2599,16	109,10Ю	1,90В	==>	56,76
2640,00	12,00	179,00	2628,50	115,33Ю	2,01В	==>	60,00
2670,00	12,00	179,00	2657,85	121,57Ю	2,12В	==>	63,25
2700,00	12,00	179,00	2687,19	127,81Ю	2,23В	==>	66,49
2730,00	12,00	179,00	2716,54	134,04Ю	2,34В	==>	69,74

ИГ (MD)[m]	ЗУ (Inc)[deg]	Азимут (Azi)[deg]	ВГ (TVD)[m]	Север [m]	Восток [m]	ИИ [deg/30m]	Вертикальная секция [m]
2760,00	12,00	179,00	2745,88	140,28Ю	2,45В	==>	72,98
2790,00	12,00	179,00	2775,23	146,52Ю	2,56В	==>	76,23
2820,00	12,00	179,00	2804,57	152,75Ю	2,67В	==>	79,47
2850,00	12,00	179,00	2833,91	158,99Ю	2,78В	==>	82,72
2880,00	12,00	179,00	2863,26	165,23Ю	2,88В	==>	85,96
2910,00	12,00	179,00	2892,60	171,46Ю	2,99В	==>	89,21
2930,00	12,00	179,00	2912,17	175,62Ю	3,07В	==>	91,37
2940,00	12,00	179,00	2921,95	177,70Ю	3,10В	==>	92,45
2970,00	12,00	179,00	2951,29	183,94Ю	3,21В	==>	95,70
3000,00	12,00	179,00	2980,64	190,17Ю	3,32В	==>	98,94
3020,00	12,00	179,00	3000,20	194,33Ю	3,39В	==>	101,10
3030,00	12,90	174,55	3009,96	196,48Ю	3,52В	3,95	102,30
3060,00	15,95	164,40	3039,02	203,79Ю	4,94В	3,95	107,22
3090,00	19,31	157,58	3067,61	212,34Ю	7,94В	3,95	114,13
3120,00	22,86	152,75	3095,60	222,12Ю	12,51В	3,95	123,01
3150,00	26,52	149,18	3122,85	233,05Ю	18,61В	3,95	133,80
3162,00	28,00	148,00	3133,52	237,74Ю	21,47В	3,95	138,64
3168,00	28,00	148,00	3138,82	240,13Ю	22,97В	==>	141,13
3180,00	29,60	144,98	3149,33	244,95Ю	26,16В	5,42	146,32
3210,00	33,87	138,60	3174,85	257,29Ю	35,95В	5,42	161,01
3240,00	38,39	133,54	3199,08	269,99Ю	48,24В	5,42	178,03
3270,00	43,09	129,41	3221,81	282,92Ю	62,92В	5,42	197,23
3300,00	47,91	125,96	3242,83	295,97Ю	79,86В	5,42	218,44
3330,00	52,83	123,00	3261,96	309,03Ю	98,91В	5,42	241,48
3360,00	57,81	120,40	3279,03	321,97Ю	119,90В	5,42	266,13
3390,00	62,83	118,07	3293,88	334,68Ю	142,64В	5,42	292,18
3391,00	63,00	118,00	3294,34	335,10Ю	143,42В	5,42	293,07
3420,00	64,53	118,00	3307,16	347,31Ю	166,39В	1,58	319,06
3450,00	66,11	118,00	3319,69	360,11Ю	190,46В	1,58	346,29
3480,00	67,68	118,00	3331,46	373,07Ю	214,82В	1,58	373,86
3486,00	68,00	118,00	3333,72	375,67Ю	219,72В	1,58	379,41
3510,00	72,44	117,54	3341,84	386,19Ю	239,70В	5,58	401,97
3540,00	78,00	117,00	3349,49	399,48Ю	265,48В	5,58	430,92
3545,00	78,00	117,00	3350,53	401,70Ю	269,84В	==>	435,81
3570,00	81,93	114,32	3354,89	412,35Ю	292,02В	5,68	460,34
3600,00	86,67	111,18	3357,86	423,89Ю	319,54В	5,68	489,91
3621,00	90,00	109,00	3358,47	431,10Ю	339,25В	5,68	510,56
3630,00	90,00	109,00	3358,47	434,03Ю	347,76В	==>	519,39
3641,00	90,00	109,00	3358,47	437,61Ю	358,16В	==>	530,17
3660,00	90,00	109,00	3358,47	443,80Ю	376,12В	==>	548,80
3690,00	90,00	109,00	3358,47	453,56Ю	404,49В	==>	578,22
3720,00	90,00	109,00	3358,47	463,33Ю	432,85В	==>	607,63
3750,00	90,00	109,00	3358,47	473,10Ю	461,22В	==>	637,04
3780,00	90,00	109,00	3358,47	482,86Ю	489,59В	==>	666,46
3810,00	90,00	109,00	3358,47	492,63Ю	517,95В	==>	695,87
3840,00	90,00	109,00	3358,47	502,40Ю	546,32В	==>	725,29
3870,00	90,00	109,00	3358,47	512,17Ю	574,68В	==>	754,70
3900,00	90,00	109,00	3358,47	521,93Ю	603,05В	==>	784,11
3930,00	90,00	109,00	3358,47	531,70Ю	631,41В	==>	813,53

ИГ (MD)[m]	ЗУ (Inc)[deg]	Азимут (Azi)[deg]	ВГ (TVD)[m]	Север [m]	Восток [m]	ИИ [deg/30m]	Вертикальная секция [m]
3960,00	90,00	109,00	3358,47	541,47Ю	659,78В	==>	842,94
3990,00	90,00	109,00	3358,47	551,23Ю	688,14В	==>	872,35
4020,00	90,00	109,00	3358,47	561,00Ю	716,51В	==>	901,77
4050,00	90,00	109,00	3358,47	570,77Ю	744,88В	==>	931,18
4080,00	90,00	109,00	3358,47	580,54Ю	773,24В	==>	960,60
4110,00	90,00	109,00	3358,47	590,30Ю	801,61В	==>	990,01
4140,00	90,00	109,00	3358,47	600,07Ю	829,97В	==>	1019,42
4170,00	90,00	109,00	3358,47	609,84Ю	858,34В	==>	1048,84
4200,00	90,00	109,00	3358,47	619,60Ю	886,70В	==>	1078,25
4230,00	90,00	109,00	3358,47	629,37Ю	915,07В	==>	1107,67
4260,00	90,00	109,00	3358,47	639,14Ю	943,43В	==>	1137,08
4290,00	90,00	109,00	3358,47	648,90Ю	971,80В	==>	1166,49
4320,00	90,00	109,00	3358,47	658,67Ю	1000,17В	==>	1195,91
4350,00	90,00	109,00	3358,47	668,44Ю	1028,53В	==>	1225,32
4380,00	90,00	109,00	3358,47	678,21Ю	1056,90В	==>	1254,73
4410,00	90,00	109,00	3358,47	687,97Ю	1085,26В	==>	1284,15
4440,00	90,00	109,00	3358,47	697,74Ю	1113,63В	==>	1313,56
4470,00	90,00	109,00	3358,47	707,51Ю	1141,99В	==>	1342,98
4500,00	90,00	109,00	3358,47	717,27Ю	1170,36В	==>	1372,39
4530,00	90,00	109,00	3358,47	727,04Ю	1198,72В	==>	1401,80
4560,00	90,00	109,00	3358,47	736,81Ю	1227,09В	==>	1431,22
4590,00	90,00	109,00	3358,47	746,57Ю	1255,46В	==>	1460,63
4620,00	90,00	109,00	3358,47	756,34Ю	1283,82В	==>	1490,04
4641,00	90,00	109,00	3358,47	763,18Ю	1303,68В	==>	1510,63

ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ

Точка	Глубина по стволу	Зенитный угол	Азимут	Вертикальная глубина	Север	Восток	deg/30m	Отход от устья
Привязка	0,00	0,00	0,00	0,00	S 0,00	W 0,00		0,00
Конец стабилизации	2000,00	0,00	0,00	2000,00	S 0,00	W 0,00	0,00	0,00
Конец набора	2171,00	12,00	179,00	2169,75	S 17,84	E 0,31	2,11	9,28
Конец стабилизации	3020,00	12,00	179,00	3000,20	S 194,33	E 3,39	0,00	101,10
Конец набора/поворота	3162,00	28,00	148,00	3133,52	S 237,74	E 21,47	3,95	138,64
Конец стабилизации	3168,00	28,00	148,00	3138,82	S 240,13	E 22,97	0,00	141,13
Конец набора/поворота	3391,00	63,00	118,00	3294,34	S 335,10	E 143,42	5,42	293,07
Конец набора	3486,00	68,00	118,00	3333,72	S 375,67	E 219,72	1,58	379,41
Конец набора/поворота	3540,00	78,00	117,00	3349,49	S 399,48	E 265,48	5,58	430,92
Конец стабилизации	3545,00	78,00	117,00	3350,53	S 401,70	E 269,84	0,00	435,81
Конец набора/поворота	3621,00	90,00	109,00	3358,47	S 431,10	E 339,25	5,68	510,56
Глубина и конец стабилизации	4641,00	90,00	109,00	3358,47	S 763,18	E 1303,68	0,00	1510,63

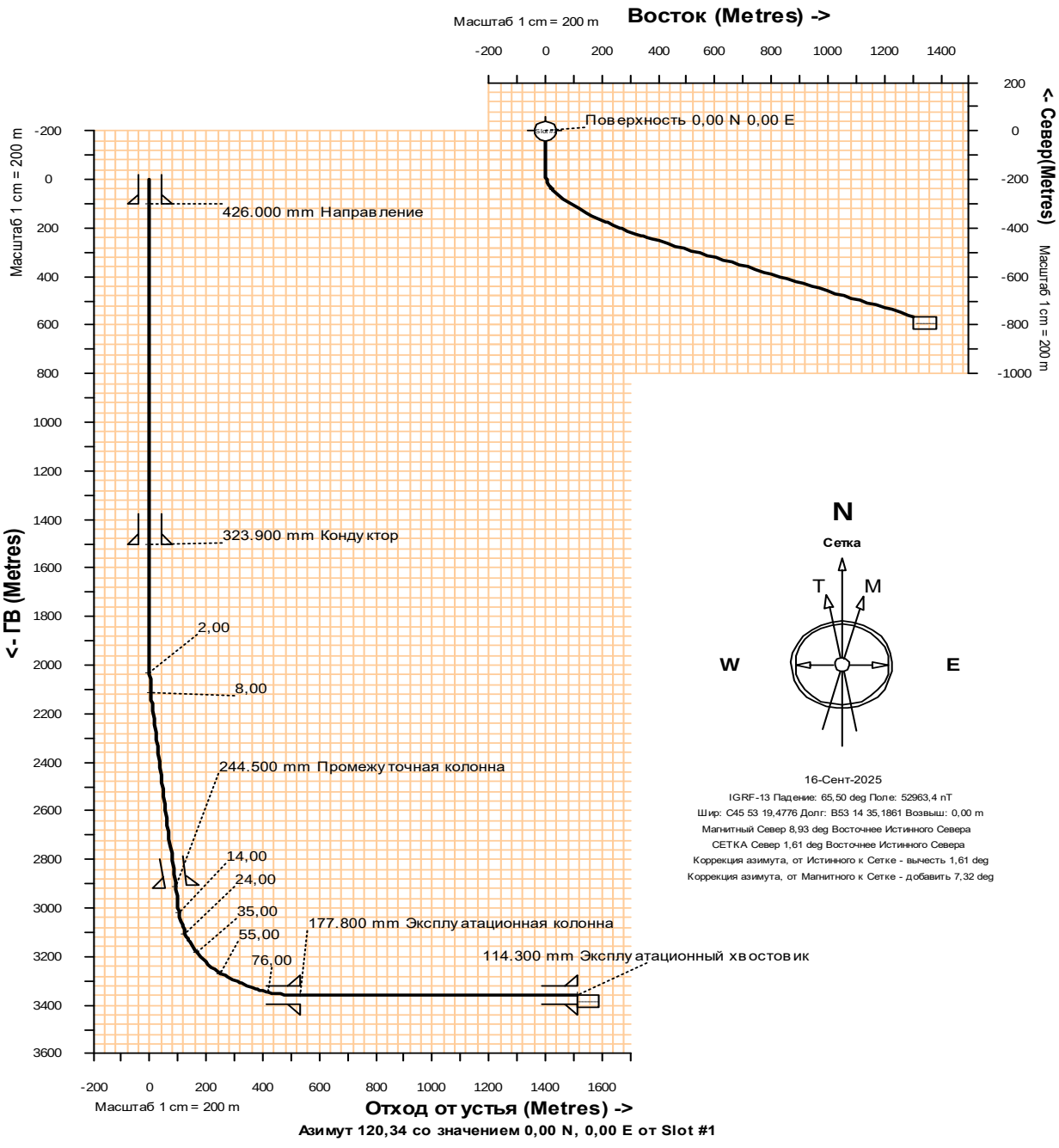


Рис. 1.3. Профиль ствола скважины

1.7 Буровые растворы

Табл. 1.7.1. Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал (по стволу), м		Параметры бурового раствора													
			Плотность, г/см^3	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см^3/30 мин	СНС, фунт/ 100фут^2		Корка, мм	Содержание твердой фазы, % (об.)		pH	Минерализация по Ca^{2+}, мг/л, не более	Пластическая вязкость, Санти пуаз	Динамическое напряжение сдвига, фунт/ 100фут^2	KCL, %	Плотность до утяжеления кг/м^3
	от (верх)	до (низ)				10 сек	10 мин		(активной)	песка						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Бентонитовый	0	100	1,10-1,12	30-45				2,0			8-9				-	-
Ингибирующий полимеркалиевый	100	1500	1,14-1,22	40-55	≤ 6	3-6	6-10	≤ 0,5	≤ 3,0	≤ 1	9-10,5	400	≤ 18	10-16	5	1,12
Ингибирующий полимеркалиевый	1500	2930	1,22-1,35	40-55	< 5	5-8	10-14	< 0,5	< 3,0	< 1,0	9-9,5	400	< 20	12-20	5	1,18
Ингибирующий полимеркалиевый	2930	3641	1,35-1,45	50-60	≤ 4	7-8	15-18	≤ 0,5	≤ 3,0	≤ 0,5	9-10,5	400	≤ 22	13-22	6	1,16
Ингибирующий полимеркалиевый	3641	4641	1,16-1,20	50-60	≤ 4	7-8	15-18	≤ 0,5	≤ 3,0	≤ 0,5	9-10,5	400	≤ 18	13-20	6	1,16

Примечание: В случае возникновения осложнении в виде сужений, осыпи связанных с устойчивостью стенок скважины, необходимо поэтапно увеличить вес бурового раствора до прекращения осложнения. В случае осложнении в виде нестабильности ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну утяжелить буровой раствор поэтапно до 1,60г/см3.

Табл. 1.7.2. Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, кг/м³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность кг/м³	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	100	Бентонитовый	1100-1120	-	Сода каустическая	2000				2,0
						Сода кальцинир.	2500				2,0
						Модифиц. крахмал	1500				11,0
						Тех. Вода	1000				1023,0
						Бентонит	2600			ПБМБ	40,0
2	100	1500	Ингибирующий полимер-калиевый	1140-1220	нет	Сода каустическая	2000				2,0
						Сода кальцинир.	2500				2,0
						Модифиц. крахмал	1500			импорт	5,0
						ПАЦ НВ	880				7,0
						ПАЦ ВВ	860				3,0
						Разжижитель	1010				3,0
						Ксантановая смола	800				1,5
						Пеногаситель	950				0,3
						Бактерицид	1060				0,2
						Смазывающая добавка				импорт	10,0
						Карбонат кальция	2700			-	111,0
						ЧГПА	1200				3,0
						Тех. вода	1000				867,4
						Хлористый Калий	1984				60,0

Продолжение таблицы 1.7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	1500	2930	Ингибирующий полимер-калиевый	1220-1350	нет	Сода каустическая	2000				2,0
						Сода кальцинир.	2500				2,0
						Модифиц. крахмал	1500			импорт	3,0
						ПАЦ ВВ	860				3,0
						ПАЦ НВ	880				9,0
						Разжижитель	1010				3,0
						Хлористый калий	1984				60,0
						Ксантановая смола	800				2,0
						Пеногаситель	950				0,3
						Бактерицид	1060				0,2
						Смазывающая добавка				импорт	15,0
						Карбонат кальция	2700				145,0
						ЧГПА	1200				3,0
						Тех.вода	1000				867,3
4	2930	3641	Ингибирующий полимер-калиевый	1350-1450		Сода каустическая	2000				2,0
						Сода кальцинир.	2500				2,0
						Модифиц. крахмал	1500			импорт	3,0
						ПАЦ ВВ	860				3,0
						ПАЦ НВ	880				9,0
						Разжижитель	1010				3,0
						Хлористый калий	1984				60,0
						Ксантановая смола	800				2,0
						Пеногаситель	950				0,3
						Бактерицид	1060				0,2
						Смазывающая добавка				импорт	15
						Карбонат кальция	2700				86
						Оксид цинка	1200				3,0
						Тех. вода	1000				867,3

Продолжение таблицы 1.7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	3641	4641	Ингибирующий полимер-калиевый	1160-1200	Нет	Сода каустическая	2000				2,0
						Сода кальцинир.	2500				2,0
						Модифиц. крахмал	1500			импорт	3,0
						ПАЦ ВВ	860				4,0
						ПАЦ НВ	880				9,0
						Разжижитель	1010				3,0
						Хлористый калий	1984				60,0
						Ксантановая смола	800				2,0
						Пеногаситель	950				0,3
						Бактерицид	1060				0,2
						Смазывающая добавка				импорт	15,0
						Карбонат кальция	2700				86,0
						Оксид цинка	5,61				3,0
						Тех. вода	1000				867,3

Примечание «*назначение химических реагентов*»:

Каустическая сода - регулятор щелочности;

Кальцинированная сода - для связывания ионов кальция;

Бентонит - структурообразователь, регулятор вязкости;

Модифицированный крахмал - понизитель фильтрации;

Полианионная целлюлоза низкой вязкости, контроль водоотдачи при незначительном увеличении вязкости раствора;

Полианионная целлюлоза высокой вязкости, применяется для контроля водоотдачи и дополнительного повышения вязкости;

Разжижитель, для контроля реологических характеристик;

Ксантановая смола - биополимер, структурообразователь;

Жидкий бактерицид - для борьбы с ростом бактерии;

Смазывающая добавка, смесь поверхностно-активных и смазочных веществ специально разработана как эффективная альтернатива смазывающим веществам на углеводородной основе;

Карбонат кальция - кислоторастворимый утяжелитель, кольматант;

Органический ингибитор глин –предназначен для повышения устойчивости глинистых минералов к гидратации и диспергируемости, предотвращение сальникообразования;

Хлористый калий - ингибитор диспергации глин;

ЧГПА - частично гидролизованный полиакриламид с высокой молекулярной массой предназначен для ингибирования глин и глинистых сланцев путем инкапсуляции глинистых частиц;

Оксид цинка - антикоррозийное средство для защиты металлических частей, а также как реагент для очистки буровых растворов от сероводорода (H_2S)

Табл. 1.7.3. Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал (по стволу), м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода компонентов бурового раствора м³/м и его компонентов, кг/м³			Потребность бурового раствора (м³) и его компонентов (кг)				
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	объем скважины, м³	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	**100**	**1,0**	**Бентонитовый**	**2,8**	**СЭСН**	**0,5**	**20**		**22,62**	**140**	**162,62**
			Сода каустическая	2	местные	- " -			45,23	280,00	325,23
			Сода кальцинированная	2	- " -	- " -			45,23	280,00	325,23
			Модифицированный крахмал	11	- " -	0,75			248,79	1540,00	1788,79
			Техническая вода	1023	- " -	- " -			19616	121422	141038
			Бентонит	40	- " -	- " -			904,70	5600	6504,7
100	**1500**	**1,0**	**Ингибирующий полимеркалиевый (ИПК)**	**1,29**	**СЭСН**	**0,5**	50		**104**	**903**	**1007**
			Сода каустическая	2	местные	- " -			209	1806	2015
			Сода кальцинированная	2	- " -	- " -			209	1806	2015
			Модифицированный крахмал	5	- " -	- " -			522	4515	5037
			ПАЦ НВ	7	- " -	- " -			731	6321	7052
			ПАЦ ВВ	3	- " -	- " -			313	2709	3022
			Разжижитель	3	- " -	- " -			313	2709	3022
			Хлористый калий	50		0.75			2978	34830	37808
			Ксантановая смола	1,5	- " -	- " -			157	1355	1511
			Пеногаситель	0,3	- " -	- " -			31	271	302
			Бактерицид	0,2	- " -	- " -			21	181	201
			Смазывающая добавка	10	- " -	- " -			125	1084	1209
			Карбонат кальция	111	- " -	0,75			3916	45150	49066
			ЧГПА	3	- " -	- " -			313	2709	3022
			Техническая вода	867,3	- " -	- " -			90572	783262	873834

Продолжение таблицы 1.7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1500	**2930**		**ИПК раствор**	**0,72**	**СЭСН**	**0,5**		**217**		**515**	**732**
			Сода каустическая	2	Местный			434		1030	1464
			Сода кальцинированная	2				434		1030	1464
			Модифиц. крахмал	3				651		1544	2196
			ПАЦ ВВ	3				651		1544	2196
			ПАЦ НВ	9				1954		4633	6587
			Разжижитель	3				651		1544	2196
			Хлористый калий	60				13029		30888	43917
			Ксантановая смола	2				434		1030	1464
			Пеногаситель	0,3				65		154	220
			Бактерицид	0,2				43		103	146
			Смазывающая добавка	15				3257		7722	10979
			Карбонат кальция	145,0		0,5		23614		55985	79599
			ЧГПА	3				651		1544	2196
			Техническая вода	867,3				188328		446486	634814
2930	**3641**	**2,0**	**ИПК раствор**	**0,46**	**СЭСН**	**0,5**	**83**	**146**		**164**	**309**
			Сода каустическая	2	Местный			291		327	619
			Сода кальцинированная	2				291		327	619
			Модифиц. крахмал	3				437		491	928
			ПАЦ ВВ	4				437		491	928
			ПАЦ НВ	9				1312		1472	2783
			Разжижитель	3				437		491	928
			Хлористый калий	60				8743		9812	18555
			Ксантановая смола	2				291		327	619
			Пеногаситель	0,3				44		49	93
			Бактерицид	0,2				58		33	91
			Смазывающая добавка	15				12532		2453	14985
			Карбонат кальция	86		0,75		9399		10548	19947
			Оксид цинка	3				437		491	928
			Техническая вода	867,3				126387		141830	268216

Продолжение таблицы 1.7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3641	**4641**	**2**	Ингибирующий полимеркалиевый	**0,24**	**СЭСН**	**0,5**	'- " -	**150**		**125**	**275**
			Сода каустическая	3	'- " -	'- " -	'- " -	300		250	550
			Сода кальцинированная	3	'- " -	'- " -	'- " -	300		250	550
			Модифиц. крахмал	3	'- " -	'- " -	'- " -	450		375	825
			ПАЦ ВВ	4	'- " -	'- " -	'- " -	600		500	1100
			ПАЦ НВ	9	'- " -	'- " -	'- " -	1349		1125	2474
			Термостабилизатор	5	'- " -	'- " -	'- " -	450		375	825
			Пеногаситель	0,5	'- " -	'- " -	'- " -	8996		7500	16496
			Бактерицид	0,5	'- " -	'- " -	'- " -	300		250	550
			Смазывающая добавка	15	'- " -	'- " -	'- " -	450		375	825
			Карбонат кальция	86	'- " -	0,75	'- " -	225		250	475
			Оксид цинка	3	'- " -	'- " -	'- " -	1687		1875	3562
			Тех. вода	867,3	'- " -	'- " -	'- " -	12894		10750	23644

Табл. 1.7.4. Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Плотность, кг/м³	Влажность, %	Содержание вещества в товарном продукте, %	Сорт	Норма расхода на обработку 1 м³ раствора, кг/м³	Количество кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Кондуктор	Смазывающая добавка		< 5	> 95	1	10	9030
3	Техническая	Смазывающая добавка		< 5	> 95	1	10	5150
4	Эксплуатационная	Смазывающая добавка		< 5	> 95	1	10	1640
5	Хвостовик	Смазывающая добавка		< 5	> 95	1	30	1250
Итого:								17070

Табл. 1.7.5. 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 цементи-рования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонентов				Норма расхода на обработку 1м³ раствора, кг/м³	Количество, кг
					Плот-ность, кг/м³	Влаж-ность, %	Содержание вещества в товарном продукте, %	Сорт		
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12
1	Направление	1	1	Бикарбонат натрия	2500	-	95	Б, II	2,0	280
2	Кондуктор	1	1		2500	-	95	Б, II	2,0	1806
3	Техническая	1	1		2500	-	95	Б, II	2,0	1030
4	Эксплуатационная	1	1		2500	-	95	Б, II	2,0	328
5	Хвостовик	1	1		2500	-	95	Б, II	2,0	250
Итого:										3694

Табл. 1.7.6. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину по основному варианту

№№ п/п	Наименование компонента бур. раствора	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. изготовление	Потребность компонентов бурового раствора на интервале, тн					Суммарная,тн
			0-100	100-1500	1500-2930	2930-3641	3641-4641	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Сода каустическая	ГОСТ 2263-79	0,325	2,01	1,46	0,62	0,55	4,97
2	Сода кальцинированная	ГОСТ 5100-85	0,325	2,01	1,46	0,62	0,55	4,97
3	Модифицированный крахмал	импорт	1,79	5,04	2,2	0,93	0,83	10,79
4	ПАЦ НВ	импорт		7,05	6,6	2,8	2,5	18,95
5	ПАЦ ВВ	импорт		3,02	2,2	0,93	1,1	7,25
6	Термостабилизатор	импорт		-	-	-	0,8	0,8
7	Разжижитель	импорт		3,02	2,2	0,93	-	6,15
8	Хлористый калий	ГОСТ 4568-95		37,81	43,9	18,55	-	100,26
9	Ксантановая смола	импорт		1,51	1,46	0,62	-	3,59
10	Пеногаситель	импорт		0,302	0,22	0,09	16,5	17,11
11	Бактерицид	импорт		0,20	0,14	0,09	0,55	0,98
12	Смазывающая добавка	импорт		1,21	10,9	15,0	0,83	27,94
13	CaCO3	импорт		49,07	79,6	20,0	0,48	149,15
14	ЧГПА	импорт		3,02	2,2	-	-	5,22
15	Оксид цинка					0,9	3,6	4,5
16	Бикарбонат натрия	ГОСТ 2156-76	0,26	1,26	0,85	1,07	0,46	3,44
17	Бентонит	ТУ 39-01-08-658-81	6,5					6,5
18	Тех. вода	СТ РК 2506-2014	141,03	873,84	634,8	268,2	23,644	1941,51

Примечание: Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину содержит итоговые данные таблиц 1.7.3; 1.7.4; 1.7.5. Произвести обработку бурового раствора химреагентами перед спуском колонн с целью: наиболее полного эмульгирования в буровом растворе углеводородного компонента, снижения фильтрации, стабилизации показателей СНС и вязкости, уменьшения значения показателя липкости глинистой корки,

профилактики осыпания и сужения стенок ствола скважины. Иметь запас хим. реагентов – разжижителей для обработки б/р с целью снижения реологических параметров перед цементированием экс. Колонны.

Табл. 1.7.7. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

№№ п/п	Название оборудования	Типоразмер, шифр или характеристика	Количество, шт	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на изготовление	Интервал применения, м	
					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
1	Вибросито	XZL - U45	3	Стандарт АНИ	0	4641
2	Пескоотделитель	ZQJ300	1	Стандарт АНИ	0	4641
3	Центрифуга	LW455-JB	1	Стандарт АНИ	100	4641
4	Илоотделитель	ZQJ100	1	Стандарт АНИ	0	4641
5	Дегазатор вакуумный	ZCQ ¼	1	Стандарт АНИ	2930	4641
6	Гидроперемешиватель	-	16	Стандарт АНИ	0	4641
7	Блок для приготовления хим. реагентов и раствора	БПР-1 (11м^3)	1	Стандарт АНИ	0	4641
8	Емкость для бурового раствора	Σ V= не менее 320м^3		-	0	4641
9	Диспергатор гидравлический или акустический	-	1	Стандарт АНИ	0	4641
10	Гидроворонки	СГМ-100М	2	Стандарт АНИ	0	4641

Примечание: возможно использование аналогов или оборудования с лучшими характеристиками

1.8 Углубление скважины

Табл. 1.8.1 Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК (см. табл. 1.8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	100	Бурение/Проработка	Роторный	1	2-5	70-90	30-40	6-15
100	1500	Бурение/Проработка	Роторный/ВЗД	2	3-10	80-100	30-35	6-10
1480	1500	Разбуривание цемент. стакана и КНОК	Роторный	3	до 4	40-60	20-30	8-10
1500	2930	Бурение/Проработка	ВЗД/РУС	4/5	3-10	80-100	30-35	6-10
2910	2930	Разбуривание цемент. стакана и КНОК	Роторный	6	до 4	40-60	20-30	8-10
2930	3641	Бурение/Проработка	ВЗД/РУС	7	4-10	100-140/ 40-60	20-25	4-8
3621	3641	Разбуривание цемент. стакана и КНОК	Роторный	8	до 5	50-70	20-25	4-8
3641	4641	Бурение/Проработка	ВЗД/РУС	9	2-6	110-130/40-60	15-20	6-8

Примечание: 1. Способ бурения может быть изменен по согласованию и протокольному решению разработчика проекта и Заказчика.

2. Шаблонировка ствола скважины через каждые 150-200м., в горизонтальной части каждый 100-150м.

3. Предусмотреть возможность контрольной проверки замеров траектории ствола скважины записью ГИС прибором инклинометром.

4. Вести контроль момент/вес вверх/вес вниз/давление по интервалам, чтобы своевременно фиксировать рост трения и формирование шламовой постели.

Табл. 1.8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Э Л Е М Е Н Т Ы КНБК (до бурильных труб)										
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК (код IADC)	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика					Суммарная Длина КНБК, м	Суммарная Масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг	Угол перекоса осей отклонителя, град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения от 0 до 100м											
1	1	III 490мм М-ГВ код по IADC (111)	0,0	393,7	-	0,4	360		55,51	15,40	Разрушение
	2	СУБТ-241,3мм	0,4	241,3	76,2	27,51	8882,98				Нагрузка
	3	СУБТ-203,1мм	27,91	203,1	71,45	27,6	6160,31				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 100 до 1500м											
2	1	III 393,7 (код по IADC 117 или PDC393,7мм	0,0	393,7	-	0,5	180,0		121,7	27,33	Разрушение
	2	ВЗД 240,0 мм	0,5	240,0	-	6,0	1950				ВЗД
	3	СУБТ-241,3мм	6,5	241,3	76,2	27,51	8882,98				Нагрузка
	4	КЛС 393,7мм	34,01	393,7	80	1,3	485				Стабилизатор
	5	СУБТ-203,2мм	35,31	203,2	71,45	27,6	6160,31				Нагрузка
	6	Переводник	62,91	203,2	71,45	1,22	272,33				Переход диаметров
	7	СУБТ-177,8мм	64,13	177,8	71,45	27,6	4305,6				Нагрузка
	8	ЯСС-178мм	91,73	178	73	2,37	782,1				Для ликв. прихвата
	9	СУБТ-177,8мм	94,1	177,8	71,45	27,6	4305,6				Нагрузка

Продолжение таблицы 1.8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	1	ФТ 295,3	0,0	295,3	-	0,45	85,0		0,45	0,085	Разбуривание цем. стакана и КНОК
Интервал бурения и проработки от 1500 до 2000м											
4	1	295,3мм PDC / III 295,3мм HJ447G	0,0	295,3	-	0,40	180		183,97	29,94	Разрушение
	2	ВЗД 240,0мм	0,40	240,0	-	6,0	1950				ВЗД
	3	СУБТ-203,2мм	6,40	203,2	71,45	27,6	6160,31				Нагрузка
	4	СУБТ-177,8мм	34	171,45	71,45	27,6	4305,6				Нагрузка
	5	КЛС 295,3мм	61,6	295,3	80	1,3	315				Калибратор
	6	СУБТ-177,8мм	62,9	177,8	71,45	36,8	5037,92				Нагрузка
	7	СУБТ-165,1мм	99,7	165,1	71,45	27,3	3737,64				Нагрузка
	8	ЯСС-172мм	127	178	73	2,37	782,1				Для ликв. прихвата
	9	СУБТ-165,1мм	129,37	165,1	71,45	54,6	7474,74				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 2000 до 2930 м											
5	1	295,3мм PDC	0,0	295,3	-	0,40	180		320,34	50,31	Разрушение
	2	ВЗД/РУС 240,0мм	0,40	240,0	-	6,0	1950				ВЗД/РУС
	3	Переводник с обратным клапаном	6,40	228,6	76,2	1,52	339,81				Перев с обр. клапан.
	4	Каротажный прибор (LWD)	7,92	212,7	76,2	9,5	1241,65				Каротаж
	5	Предохранительный переводник	17,42	228,6	76,2	0,65	209,5				Переводник
	6	Забойная телесистема (MWD)	18,07	212,7	76,2	9,5	1043,1				Замеры
	7	Предохранительный переводник	27,57	228,6	76,2	0,65	209,5				Переводник
		Фильтр-переводник	28,22	203,2	88,9	2,5	467,6				Переводник с фильтром
	8	Циркуляционный переводник	30,72	203,2	76,2	3,0	450				Переводник
	9	СУБТ-203,2мм	33,72	203,2	71,45	108,0	24107,76				Нагрузка
	10	Ясс-203,2мм	141,72	203,2	71,45	9,0	1473,28				Для ликв. прихвата
	11	СУБТ-203,2мм	150,72	203,2	71,45	27,0	6026,94				Нагрузка
	12	Переводник	177,72	203,2	71,45	1,22	272,33				Переводник
	13	СУБТ-165,1мм	178,94	165,1	71,45	27,0	3696,57				Нагрузка
	14	Переводник	205,94	165,1	71,45	1,0	136,91				Переводник
	15	ТБТИ-127,0мм	206,94	127,0	76,2	113,4	8501,6				Для жесткости

Продолжение таблицы 1.8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	1	ФТ 220,7	0	220,7		0,45	46,0		0,45	0,046	Разбуривание цем. стакана и КНОК
Интервал бурения и проработки от 2930 до 3641 м											
7	1	220,7мм PDC	0,0	220,7	-	0,30	60		127,82	12,66	Разрушение
	2	РУС с 215,9мм стабилизатором	0,30	171,45	106,7	4,92	650				РУС
	3	Переводник	5,22	170,66	71,3	0,74	115,71				Переводник
	4	Переводник предохранительн.	5,96	171,45	60,96	0,37	31,15				Переводник
	5	НМ Стабилизатор 212,7мм	6,33	171,45	71,3	2,18	370,66				Стабилизатор
	6	Короткая НМУБТ-171,45мм	8,51	171,45	71,45	2,56	384,78				Нагрузка
	7	Переводник	11,07	173,84	97,63	0,37	57,85				Переводник
	8	Каротажный прибор (LWD)	11,44	171,45	71,45	5,49	800,0				Каротаж
	9	Переводник	16,93	171,45	98,4	0,46	58,72				Переводник
	10	Забойная телесистема (MWD)	17,39	174,6	76,2	7,66	900				Ориентирование
	11	Переводник предохранительн.	25,05	171,45	98,4	0,46	58,72				Переводник
	12	Стабилизатор 212,7мм	25,51	171,45	71,3	1,64	278,8				Стабилизатор
	13	Переводник	27,15	165,1	57,15	0,7	74,9				Переводник
	14	СУБТ-165,1мм	27,85	165,1	71,45	9,0	1232,2				Нагрузка
	15	Фильтр-переводник	36,85	174,6	71,37	0,87	136,0				Переводник с фильтром
	16	ТБТ-127 мм	37,72	127	76,2	27,0	2024,19				Нагрузка
	17	Ясс-165,1мм	64,72	165,1	69,85	9,1	1374,2				Для ликв. прихвата
	18	ТБТ-127 мм	73,82	127	76,2	54,0	4048,38				Нагрузка
8	1	ФТ 155,6	0	155,6		0,35	18,0		0,35	0,018	Разбуривание цем. стакана и КНОК

Продолжение таблицы 1.8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения и проработки от 3641 до 4641 м											
9	1	155,6мм PDC	0,0	155,6	-	0,25	17,1		455,07	15,28	Разрушение
	2	РУС с 149,2 мм стабилизатором	0,25	120,65	63,5	4,12	337,47				РУС
	3	Переводник предохранительн.	4,37	120,65	76,2	0,91	58,81				Переводник
	4	Стабилизатор 149,2мм	5,28	120,65	44,45	1,20	66,5				Стабилизатор
	5	Система телеметрии LWD (резистивиметр)	6,48	120,65	40,64	9,50	807,18				Телеметрия
	6	Система телеметрии MWD/LWD для измерения в процессе бурения (2 к-та)	15,98	120,65	40,65	6,85	808,9				Ориентирование
	7	НМ Циркуляционный переводник	22,83	120,65	31,75	0,14	66,59				Переводник
	8	СБТ-88,9мм	22,97	88,9	66,1	270,0	7030,8				Нагрузка
	9	ТБТ-88,90мм	292,97	88,9	57,15	72,0	2515,68				Нагрузка
	10	Ясс-120,65мм	364,97	120,65	50,8	9,1	742,83				Для ликв. прихвата
	11	ТБТ-88,90мм	374,07	88,90	57,15	81,0	2830,14				Нагрузка

Примечание: допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и изменение элементов КНБК на аналогичные, имеющиеся в наличии или по согласованию и протокольному решению разработчика технического проекта и Заказчика.

Табл. 1.8.3. Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работы по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервале, шт (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
III 490мм М-ГВ	Бурение	0	100	100		1
III 393,7мм М-ГВ код по IADC (111)	Бурение	100	1500	250		5,6
295,3мм PDC	Бурение	1500	2930	700		2,04
III Ø295,3мм SKH127	Проработка	1500	2930	1000		1,43
Стабилизатор 295,3	Бурение	1500	2930	1500		0,95
ФТ 220,7мм	Разбуривание цемент. стакана и КНОК	2910	2930	100		0,2
220,7мм PDC	Бурение	2930	3641	800		0,89
III 220,7мм HJ447G	Проработка	2930	3641	1500		0,47
Стабилизатор 213	Бурение	2930	3641	1100		0,64
Стабилизатор 213	Проработка	2930	3641	1500		0,47
ФТ 155,6мм	Разбуривание цемент. стакана и КНОК	3621	3641	150		0,13
155,6мм PDC	Бурение	3641	4641	800		1,25
Стабилизатор 149,2мм	Бурение	3641	4641	1000		1,0
III 155,6мм код по IADC (537, 627)	Проработка	3641	4641	1200		0,83
КЛС-149,2	Проработка	3641	4641	1400		0,71

Табл. 1.8.4. Суммарное количество и масса КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ, и т. п. на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт (м)			Масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения, расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление	III 490мм М-ГВ				1шт	360
Кондуктор	III 393,7мм PDC код по IADC (117)	ГОСТ 20692-75		0,5	4 шт	720
	СУБТ-241,3мм	ТУ 14-3-835-79		27,51	3шт	8882,98
	СУБТ-203,1мм	ТУ 14-3-835-79		27,6	3шт	6160,31
	СУБТ-177,8мм	ТУ 14-3-835-79		55,2	6шт	8611,2
Техническая	295,3мм PDC	Импортные		0,3	3 шт	540,0
	КЛС 295,3мм	ОСТ 39-078-79		1,1	1 шт	480,2
	Стабилизатор	Импортные	0,9	1,3	1 шт	315
	СУБТ-203мм	ТУ 14-3-835-79		135,0	15 шт	30134,7
	СУБТ 165,1мм	ТУ 14-3-835-79		27,0	3шт.	3696,57
Эксплуатационная	220,7мм PDC	Импортные		0,60	2 шт.	120,0
	Стабилизатор 213	Импортные	1,5	1,2	2 шт	557,6
	РУС 172мм	Импортные		4,92	2шт	650
	ТБТ 127,0мм	Импортные		81,0	9шт	6072,57
	СУБТ-165,1мм	ТУ 14-3-835-79		9,0	1шт	1232,2
	ФТ 155,6мм	Импортные		1,1	1 шт.	18,0
Хвостовик	155,6мм PDC	Импортные		1,25	2 шт.	34,2
	РУС 120,65мм	Импортные		4,12	1шт	337,5
	Стабилизатор/КЛС-149,2 мм	Импортные	1,5	1,2	2шт.	133,0
	СБТ-88,9мм	ТУ 14-3-835-79	528	270,0	30шт	7030,8
	ТБТ 88,9мм	Импортные	109,68	153,0	17шт	5345,82

Табл. 1.8.5. Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной колонны	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности материала)	Тип замкового соединения	Количество труб, шт.	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ	127,0	9,19	G-105	NC 50 (4-1/2” IF)	460	есть
СБТ	88,9	11,4	S-135	NC 38 (3-1/2” IF)	260	есть

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

Табл. 1.8.6. Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на:	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	0	100	100	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2” IF)	44,5	1,53	16,93	>1,5	>1,8
Бурение и проработка	100	1500	1500	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2” IF)	1378,3	47,32	74,65	>1,5	>1,8
Бурение и проработка	1500	2930	2930	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2” IF)	2609,66	89,59	139,9	>1,5	1,42
Бурение и проработка	2930	3641	3641	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2” IF)	3513,18	120,61	133,27	>1,5	1,48
Бурение и проработка	3641	4641	2800	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2” IF)	1809,53	62,12	136,22	>1,5	1,42
			1841	1	СБТ	88,9	S-135	11,4	3-1/2” IF	2376,4	61,88		>1,5	2,06

Примечание: применить бурильные трубы не менее 80% от номинальной толщины.

Табл. 1.8.7. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом дефицита длины 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 присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление	0	100	СУБТ	241,3	CAE 4145H	82,55		27,51	8,88	9,32	9,79
			СУБТ	203,1	CAE 4145H	65,83		27,6	6,16	6,47	6,79
Кондуктор	100	1500	СУБТ	241,3	CAE 4145H	82,55	6 5/8”REG	27,51	8,88	9,32	9,79
			СУБТ	203,2	CAE 4145H	65,83		27,6	6,16	6,47	6,79
			СУБТ	177,8	G-105	53,18	4-1/2” IF	55,2	8,61	9,04	9,49
Техническая	1500	2930	СУБТ	203,2	CAE 4145H	65,83	6 5/8”REG	135,0	30,13	31,63	33,22
			СУБТ	165,1	CAE 4145H	46,83	4-1/2” IF	27,0	3,69	3,87	4,07
Эксплуатационная колонна	2930	3641	СУБТ	165,1	CAE 4145H	46,83	4-1/2” IF	9,0	1,23	1,29	1,35
			ТБТ	127,0	G-105	25,4	4-1/2” IF	81,0	6,07	6,37	6,69
Хвостовик	3641	4641	СБТ	88,9	S-135	11,4	3-1/2” IF	270,0	7,03	7,38	7,75
			ТБТ	88,9	G-105	15,87	3-1/2” IF	153,0	5,34	5,6	5,88

Табл. 1.8.8. Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М х К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	4641	Бурение, спуск обсадных колонн и другие вспомогательные работы	5	6

Табл. 1.8.9. Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.п.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов на интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление кгс/см^2	коэффициент наполнения	число двойных ходов в минуту	Производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	100	Бурение, проработка, промывка	F-1600	2	0,65	130	345	0,9	110	20,02	40,04
100	1500	Бурение, проработка, промывка		2	0,72	130	345	0,9	100	18,21	36,42
1500	2930	Бурение, проработка, промывка		2	0,53	130	345	0,9	100	18,21	36,42
2930	3641	Бурение, проработка, промывка		1	0,85	140	345	0,9	120	25,33	25,33
3641	4641	Бурение, проработка, промывка		1	0,8	140	345	0,9	100	21,11	21,11

Табл. 1.8.10. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 1.8.9)	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+ MWD/LWD			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	100	Бурение, проработка, промывка	33	28,0	-	2,0	0,0	3,0
100	1500	Бурение, проработка, промывка	72,07	17,8	11,0	40,12	0,87	2,28
1500	2930	Бурение, проработка, промывка	114,69	10,65	20,12	80,12	1,78	2,02
2930	3641	Бурение, проработка, промывка	183,48	12,41	90,61	77,49	0,98	1,99
3641	4641	Бурение, проработка, промывка	291,89	8,11	82,26	199,78	0,99	0,75

Табл. 1.8.11. Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. таблицу 1.8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/ см^2	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, квт.
от (верх)	до (низ)						количество, шт	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	100	Бурение, проработка, промывка	0,78	0,03	Периферийная	22	3	19,05	39,0	-
100	1500	Бурение, проработка, промывка	1,18	0,06	Периферийная	-	6	12,0	52,63	71,21
1500	2930	Бурение, проработка, промывка	1,51	0,08	Периферийная	-	6	14,0	37,89	37,28
2930	3641	Бурение, проработка, промывка	2,1	0,08	Периферийная	-	6	12,7	39,47	37,23
3641	4641	Бурение, проработка, промывка	1,56	0.08	Периферийная	-	6	11	35,08	16,22

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

1.9 Крепление скважин

1.9.1. Обсадные колонны

Табл. 1.9.1. Способы расчета наружных давлений и опрессовки 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 расчет наружного давления по:		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента относительно воздуха,) кг/м^3	
			пластовому давлению	составному столбу			
1	2	3	4	5	6	7	8
2	1	нет	нет	нет	Буровой раствор	1220	-
3	1	нет	да	нет	Буровой раствор	1350	-
4	1	да	да	нет	Буровой раствор	1450	
5	1				Тех. вода	1100	

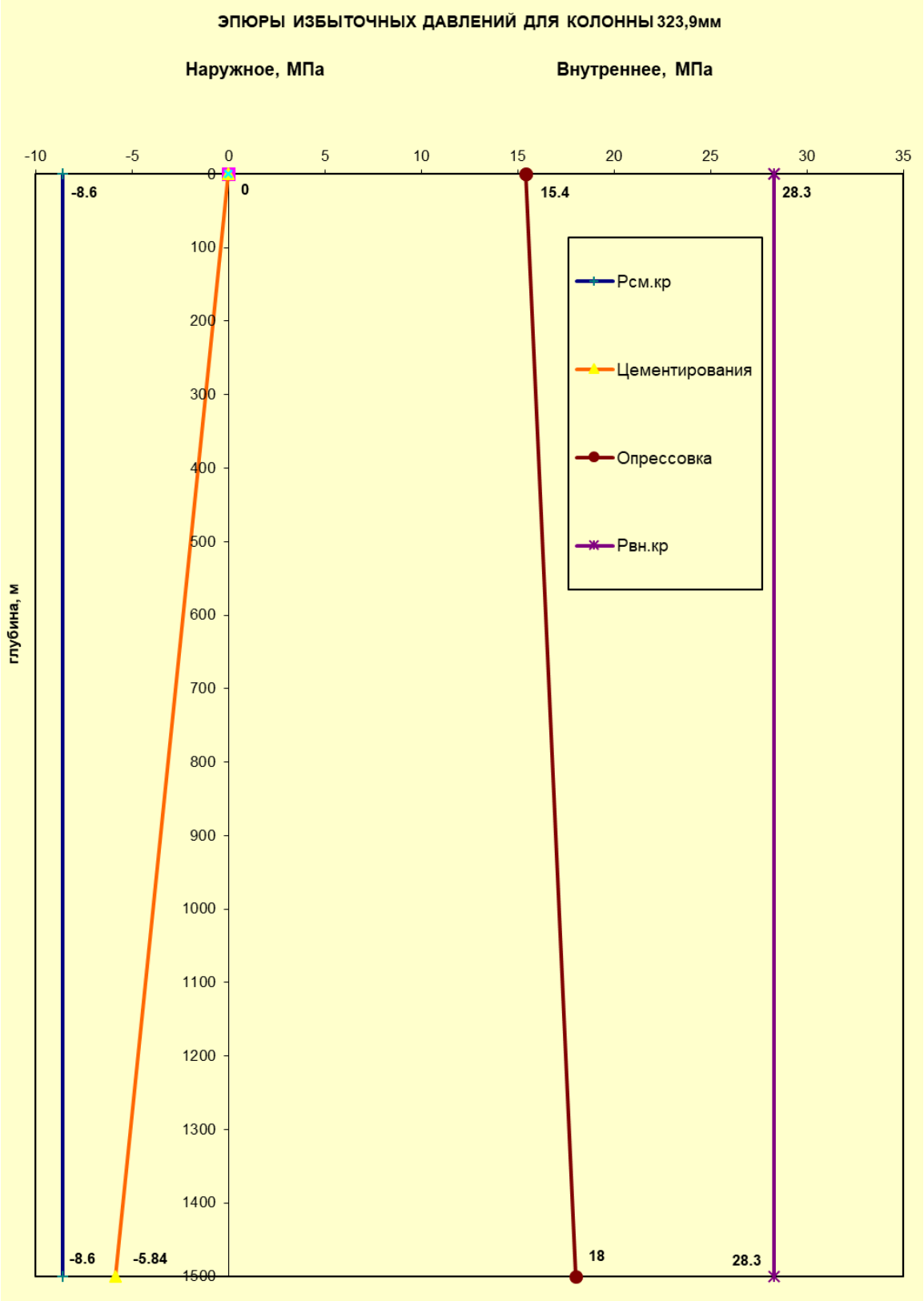


Рис. 1.4. Эпюры избыточных давлений для колонны Ø323,9мм

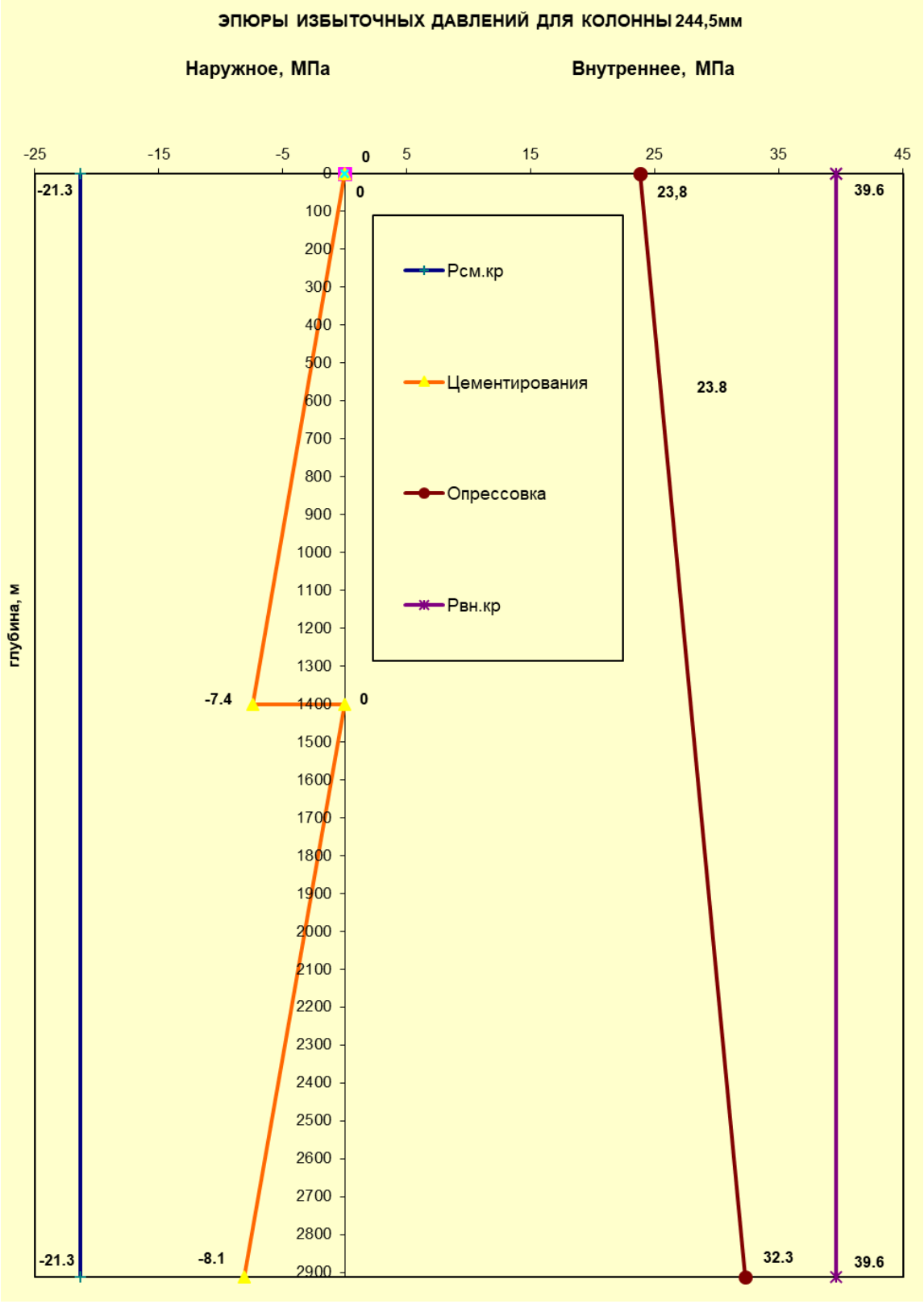


Рис. 1.5. Эпюры избыточных давлений для колонны Ø244,5 мм

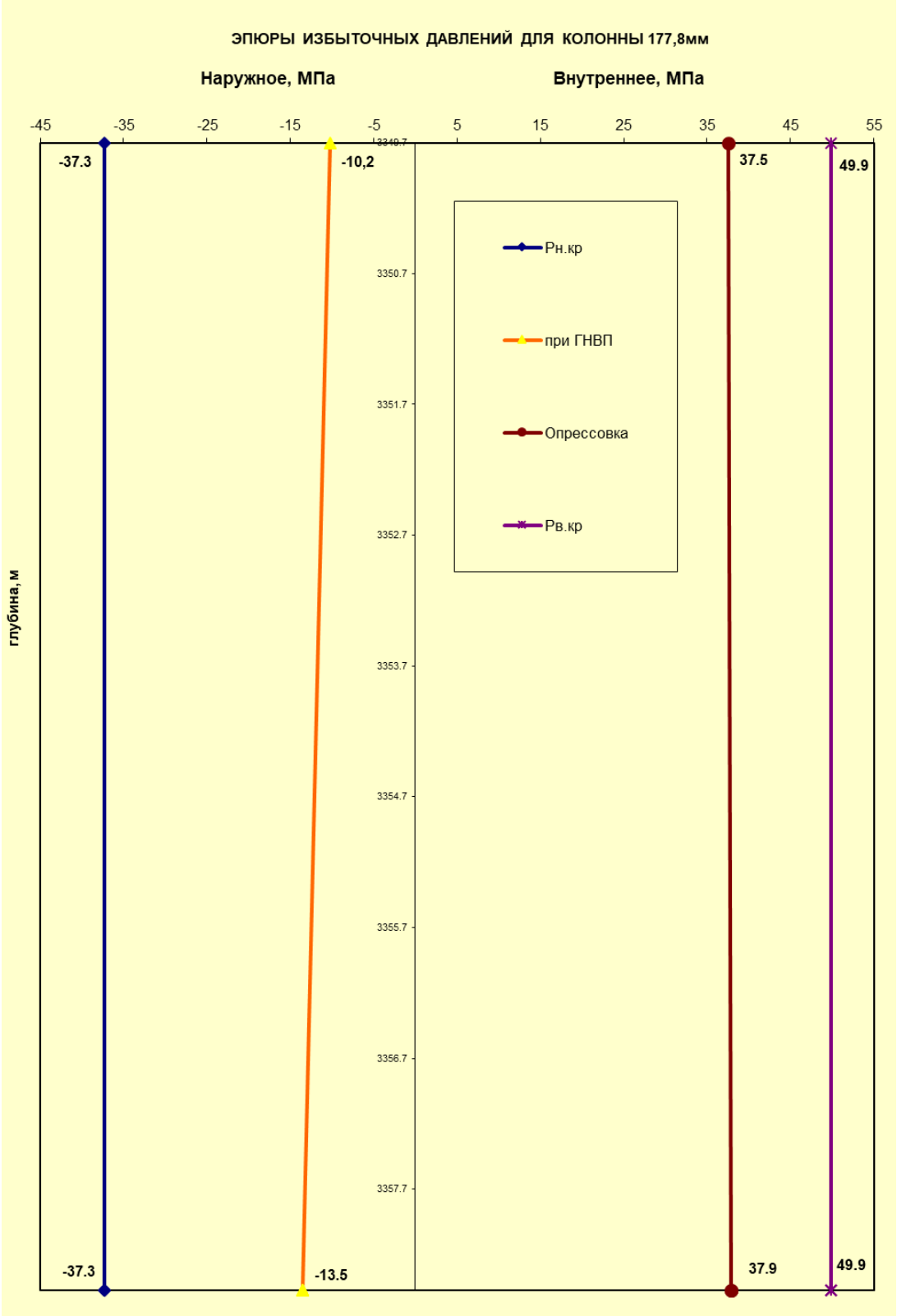


Рис. 1.6. Эпюры избыточных давлений для колонны Ø177,8мм

Табл. 1.9.2. Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 1.5.2. гр.1)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 1.5.2. гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
			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	100	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	0	1500	0	5,84	15,4	18,0
3	Техническая	1	0	1400	0	7,4	23,8	28,0
			1400	2912,17	0	8,1	28,0	32,3
4	Эксплуатационная	1	2814,35	3358,47	*10,2	13,5	37,5**	37,9
5	Экс. хвостовик**	1	3349,7	3358,47	Не цементируется			

Примечание:

*Наружное избыточное давление при испытании в случае ГНВП.

**Давление на устье при опрессовке Экс. колонны 26,6 МПа.

Хвостовик опрессовывать с помощью пакера.

После активации гидравлического пакера подвески хвостовика и после успешного отсоединения, проверка качество пакеровки с созданием давления, не превышающие 10,5 Мпа.

Табл. 1.9.3. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб						Рекомендуется к использованию: да, нет
наружный диаметр, мм (см. табл. 1.5.3, гр.5)	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см. табл. 1.5.3, гр.11)	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	масса, кг/м	
1	2	3	4	5	6	7
426	отечественное	ОТТМ	Д	10	108,53	Да
323,9	отечественное	ОТТМА	Е	9,5	72,72	Да
244,5	отечественное	ОТТГ	Е	10,03	59,53	Да
		Premium	L-80/ N-80			
177,8	отечественное	Premium	L-80/ N-80	9,19	39,14	Да
114,3	отечественное	Premium	L-80/ N-80	7,37	19,87	Да

Примечание: Интервалы спуска эксплуатационной колонны и хвостовика могут быть изменены в процессе бурения.

Табл. 1.9.4. Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 1.5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл.1.5.2, гр.8)	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-верх)	Интервал установки равнопрочной секции по стволу, м		Длина секции по стволу, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения труб	марка (группа прочности материала)	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	100	100	10,85	10,85	426	ОТТМ	Д	10	>1,0	>1,15	>1,6
2	1	1	0	1500	1500	109,1	109,1	323,9	ОТТМА	Д	9,5	>1,0	>1,15	>1,6
3	1	2	0	1950	1950	116,08	174,42	244,5	ОТТГ	Е	10,03	>1,0	>1,15	>1,6
		1	1950	2930	980	58,34			Premium	(L-80/ N-80)				
4	1	1	2830	3641	811	31,74	128,89*	177,8	Premium	L-80/N-80	9,19	>1,0	>1,15	>1,45
5	1	1	3541	4641	1100	21,86	127,70*	114,3	Premium	L-80/N-80	7,37	1,22	4,27	13,29

Примечание: допускается применение других марок сталей и толщин стенок обсадных труб с прочностными характеристиками не ниже расчетных, согласованных с проектной организацией.

Предусмотреть наращивание головы экс. хвостовика до вертикальной части (до 1950м), для предотвращения осложнении при стыковке при проведении ГРП.

*Нарастающая масса при спуске на бурильных трубах Ø127,0мм.

Табл.1.9.5. Крутящие моменты для свинчивания соединений обсадных труб

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали (группа прочности)	Тип соединения	Наружный диаметр соединения, мм	Крутящий момент, кН х м		
					мин.	опт.	макс.
1	2	3	4	5	6	7	8
426	10	Д	ОТТМ	451	контрольное свинчивание		
323,9	9,5	Д	ОТТМА	351	контрольное свинчивание		
244,5	10,03	Е	ОТТГ	269,9	контрольное свинчивание		
		(L-80/ N-80)	Premium				
177,8	9,19	L-80/ N-80	Premium	200,03	контрольное свинчивание		
114,3	7,37	L-80/ N-80	Premium	127,0	контрольное свинчивание		

Табл. 1.9.6. Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ условное обозначение муфты по ГОСТ	теоретическая	с плюсовым допуском 5% (4% при толщине стенки < 7 мм)	с нормативным запасом 5%
1	2	3	4	5
ОТТМА	ОТТМА – 429 * 10 - Д; ГОСТ 632-80 Н-451; Д; ГОСТ 632-80	10,85	11,39	11,96
ОТТМА	ОТТМА – 323,9 * 9,5 - Д; ГОСТ 632-80 Н-351; Д; ГОСТ 632-80	109,1	114,55	120,28
ОТТГ	ОТТГ – 244,5 * 10,03 - Е; ГОСТ 632-80	174,42	183,14	192,3
Premium	Premium – 244,5*10,03 L-80/ N-80; API Н-269,9			
Premium	Premium – 177,8 * 9,19 – L-80/ N-80/API Н – 200,03; L-80/ N-80; API	31,74	33,33	34,99
Premium	Premium – 114,3 * 7,37 - L-80/ N-80; API Н-127,0; L-80/ N-80; API	21,86	22,95	24,1

Табл. 1.9.7. Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарные на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. Д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервале	коли-чест-во, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление		БК - 426	ОСТ 39-011-74	150	-	100	1	1	150
			ЦКОД-426	ТУ39-01-08-282-77	115	-	90	1	1	115
			ЦЦ-426/508-1	ТУ 39-01-08-283-7	42	0	100	5	5	210
2	Кондуктор	1	БК - 324	ОСТ 39-011-74	85,0	-	1500	-	1	85
			ЦКОД-324	ТУ39-01-08-282-77	77,0	1480	1480,5	1	1	77,0
			ЦЦ-324/394-1	ТУ 39-01-08-283-77	28	100	1500	30	30	840
			ПП 324	ТУ39-208-76	24,5	1480	-	1	1	24,5
3	Техническая	1	БК - 245	ОСТ 26-02-227-71	60,0	-	2930	1	1	60,0
			ЦКОД-245-2	ТУ39-01-08-282-77	57,0	2910	2910,5	1	1	57,0
			МСЦ-245- 2	ТУ3666-005-473659	75,0	1399,5	1400	1	1	75,0
			ЦЦ 245/295-320-1	ТУ 39-01-08-283-77	17,0	0	2930	60	60	1020
			ЦТ 245/295-245-1	-	11,0	1500	2930	25	25	275
			ПП 245	ТУ 39-208-76	13,0	2910	-	1	1	13,0
4	Эксплуатационная	1	БК - 178	ОСТ 26-02-227-71	42,0	-	3641	1	1	42,0
			ЦКОД-178-1	ТУ 39-01-08-281-77	25,0	3620,6	3621	1	1	25,0
			ЦЦ 178/216-245-1	ТУ 39-01-08-283-77	11,3	2830	3641	30	30	339

Продолжение таблицы 1.9.7.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			ЦТ 178/216-245-1	-	4,5	2830	3641	10	10	45
			СК 178/214	ТУ 39/5-329-74	12,0	2830	3641	5	5	60
			ПП 178	ТУ 39-208-76	5,2	3621	-	1	1	5,2
			Подвеска хвостовика 177,8/245	Стандарт API	426	2830	2834,6	1	1	426
			Набухающий заколонный пакер	Стандарт API	-	2840	2842	1	1	-
5	Экс. хвостовик	1	БК-114	ОСТ 39-011-74	16,0	4640,7	4641	1	1	16,0
			Муфта с обратным клапаном	Стандарт API	12	4640,2	4640,7	1	1	12
			ЦЦ 114/146-165-1	ТУ 39-01-08-283-77	6,0	3600	4631	50	50	300,0
			Хвостовик 114мм с комплектом оборудования МГРП	API	19,87	3541	4640	105	105	20864
			Набухающий заколонный пакер	Стандарт API	48,0	3550	3551	1	1	48,0
			Подвеска для хвостовика (ПХН1 114/178)	-	165,0	3541	3544,3	1	1	165,0

Примечание:

1. Места и необходимость установки центраторов, турбулизаторов и скребков уточняются Заказчиком и Буровым подрядчиком по данным ГИС с учетом глубины залегания эксплуатируемого горизонта.
2. Количество и интервал установки центраторов должны быть откорректированы по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования колонны не менее 80%.
3. Допускается использование технологической оснастки импортного производства при условии соответствия требованиям API.
4. Интервалы установки муфт и пакеров ГРП корректируется Заказчиком

Табл. 1.9.8. Режим спуска обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Расход смазки, кг	Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
				шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. п. 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	15
1	Направление	1	Элеватор	РУС-1	ТУ 0254-008-54044229-2005	3,8	0	100	0,8-1,0	-	Контроль за уровнем	100	15	30
2	Кондуктор	1	Клинья	Р-2 МВП	ТУ 38-101-332-78	2,1	0	1500	0,8-1,0	-	То же	1500	15	30
3	Техническая	1	То же	Р-2 МВП	ТУ 38-101-332-78	11,39	0	2930	0,5-0,8	-	То же	1500 2930	30 50	25
4	Эксплуатационная колонна	1	Спайдер-элеватор	Р-2 МВП	ТУ 38-101-332-78	15,2	2830	3641	0,5-0,8	-	То же	2000 3641	50 50	30
7	Хвостовик	1	Спайдер-элеватор	Р-2 МВП	ТУ 38-101-332-78	7,9	3541	4641	0,3-0,5	-	То же	2460 3490 4641	40 40 40	15

Примечание: при необходимости промежуточные промывки осуществлять до полного выхода объема за трубного пространства, если параметры бурового раствора не соответствуют требованиям т 1.7.1. (и ГТН) - промывка не менее одного цикла до полного выравнивания параметров.

Табл. 1.9.9. Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, кг/м^3		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части (снизу-вверх) см. табл. .1.5.8	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, МПа
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	Части колонны ниже муфты для 2^{X}ступ. цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	Кондуктор	1	-	1220	1220	15,4	0,65*	-	-	-	1	16,9
3	Техническая колонна	1	-	1350	1350	23,8	-	-	-	-	1	26,2
5	Экс. колонна	1	-	1450	1450	26,6	-	-	-	-	1	**
7	Экс. хвостовик	1	-	1200	-	-	-	-	-	-	1	**

Примечание: * - При опрессовке цементного кольца не допускать превышения давления выше значения, указанного в проекте, во избежания поглощения (гидроразрыва пород ниже башмака колонн). Давление при LOT не должно превышать для кондуктора 8,9МПа, для тех. колонны 21,4МПа и для экс. колонны 27,8МПа. Давление опрессовки цементного кольца и LOT должен пересчитаться по фактическим данным при проводке скважины. При поглощении жидкости в процессе опрессовки цементного кольца (негерметичность цементного кольца) производится цементирование под давлением и повторная опрессовка.

При необходимости давление опрессовки может быть изменино в соответствии с фактическими геологическими условиями на скважине.

** - Импортные обсадные трубы по гарантии Поставщика на поверхности не опрессовываются.

1.9.2. Цементирование обсадных колонн

Табл. 1.9.10. Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 1.5.2, гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования				
			номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 1.5.2, гр. 8)	интервал установки (по стволу), м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования (по стволу), м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	Прямой	1	0	100		1	10	Тампонажный	0	100
									Продавочный	0	90
2	Кондуктор	Прямой	1	0	1500	0	1	20	Буферный	0	0
									Тампонажный 1	0	1000
									Тампонажный 2	1000	1500
									Продавочный	0	1480
3	Техническая	Ступенчатый	1	0	2930	1400	2	-	Буферный	0	0
									Тампонажный	0	1400
									Продавочный	0	1400
							1	20	Буферный	0	0
									Тампонажный	1400	2930
									Продавочный	0	2910
4	Экс. колонна	Прямой	1	2830	3641	-	1	20	Буферный	0	0
									Тампонажный	2830	3641
									Продавочный	0	3621

Табл. 1.9.11. Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 1.5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 1.5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)							
				Тип или название	Объем порции, $м^3$	плотность, $кг/м^3$	пластическая вязкость, сПз	динамическое напряжение сдвига, $мгс/см^2$	Время начала схватывания, мин.	Время ОЗЦ, час	Производительность при затворении, л/сек
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	1	1	Буферный	3,0	1050	-	-	-	-	-
				Тампонажный	10,02	1850	25-30	10-15	80	18	9,8
				Продавочный	12,0	1120	-	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферный	5,0	1050	-	-	-	-	-
				Тампонажный 1	72,94	1500	25-30	10-15	130	48	19,6
				Тампонажный 2	36,33	1850					
				Продавочный	111,3	1220	-	-	-	-	-
3	Техническая колонна	1	2	Буферный	7,0	1020					
				Тампонажный	36,5	1890	25-30	10-15	130	48	19,6
				Продавочный	58,2	1350	-	-	-	-	-
			1	Буферный	7,0	1020					
				Тампонажный	57,3	1890	25-30	10-15	130	48	19,6
				Продавочный	120,9	1350	-	-	-	-	-
4	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферный	7,0	1050	-	-	-	-	-
				Тампонажный	15,5	1890	25-30	10-15	130	68	19,6
				Продавочный	42,45	1450	-	-	-	-	-

Примечание: 1. объёмы тампонажных растворов определены с учетом среднего коэффициента кавернозности, который уточняется по результатам геофизических исследований.

2. Возможно применение стингера для цементирования кондуктора.

Табл. 1.9.12. Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 1.5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 1.5.2, гр.8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см³	Влажность, %	Сорт	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п на изготовление	Норма расхода компонента, кг/м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Буферная	Вода техническая	1,02			Местная	1020
				Тампонажная	ПЦТ I - G-CC-1	3,15		Первый	Гост 1581-96	1295
					Пеногаситель Wo-Defoam	1,02	-	-	Импорт.	0,2
					Вода техническая	1,02			Местная	679,34
				Продавочная	Буровой раствор	1,12			Местная	1120
2	Кондуктор	1	1	Буферная	Вода техническая	1,02			Местная	1020,0
					Моющая добавка	-	-	-	-	10,0
					$CaCO_3$	2,7	-	-	-	206
				Тампонажная 1	ПЦТ I-G-CC-1	3,15		Первый	Гост 1581-96	1295
					Вода пресная	1,01			Местная	693,0
					Пеногаситель Wo-Defoam	1,02			Импорт.	2,0
					Замедлитель (BXR-200L)	-	-	-	Импорт.	3,0
				Тампонажная 2	ПЦТ I-G-CC-1	3,15		Первый	Гост 1581-96	1295
					Вода пресная	1,01			Местная	693,0
					Структурообразователь (Крепь-1)					20
					Пеногаситель Wo-Defoam	1,02			Импорт.	2,0
					Понизитель фильтрации (BXF-200L)	1,17	-	-		15,0
					Замедлитель (BXR-200L)	-	-	-	Импорт.	3,0
				Продавочная	Буровой раствор	1,22			Местная	1220

Продолжение таблицы 1.9.12.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	Техническая	1	2	Буферная	Вода техническая	1,02	-	-	Местная	1020,0
					Моющая добавка	-	-	-	-	10,0
				Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-		1417,5
					Пеногаситель Wo-Defoam	1,02	-	-	Импорт.	2,0
					Замедлитель (BXR-200L)	-	-	-	Импорт.	3,5
					Вода пресная	1,01	-	-	Местная	623,7
				Продавочная	Буровой раствор	1,35	-	-		1350,0
			1	Буферная	Вода техническая	1,02	-	-	Местная	1020,0
					Моющая добавка	-	-	-	-	10,0
				Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-		1417,5
					Расширяющая добавка EX-100	3,1	-	-	-	33,44
					Пеногаситель Wo-Defoam	1,02	-	-	Импорт.	2,0
					Понизитель фильтрации (BXF-200L)	1,17	-	-		6,24
					Замедлитель (BXR-200L)	-	-	-	Импорт.	3,5
					Пластификатор (ПС-П)					2,6
					Армирующая добавка (ДПА-Ф)					0,51
					Структурообразователь (Крепь-1)					20,0
					Вода пресная	1,01	-	-	Местная	623,7
				Продавочная	Буровой раствор	1,35	-	-		1350,0

Продолжение таблицы 1.9.12.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	Экс. колонна	1	1	Буферная	Вода техническая	1,02	-	-	Местная	1020,0
					Моющая добавка	-	-	-	-	10,0
				Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-		1312,5
					Расширяющая добавка EX-100	3,1	-	-	-	33,44
					Пеногаситель Wo-Defoam	1,02	-	-	Импорт.	2,0
					Понизитель фильтрации (BXF-200L)	1,17	-	-		6,93
					Замедлитель (BXR-200L)	-	-	-	Импорт.	3,5
					Пластификатор (ПС-П)					2,6
					Армирующая добавка (ДПА-Ф)					0,51
					Структурообразователь (Крепь-1)					20,0
					Вода пресная	1,00	-	-	Местная	712,25
				Продавочная	Буровой раствор	1,45	-	-		1450,0

Примечание:

1. Количество реагентов и рецептура тампонажной смеси уточняется по результатам лабораторного анализа.

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

Табл. 1.9.13 Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска, (см. таб. 1.5.2, гр.8)	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых) насосов						Время выполнения технологической операции, мин	
								диаметр цилиндровых втулок, мм	скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	суммарная производительность агрегатов (бурового насосов), л/с	давление, кгс/см^2		объем порции на данном режиме	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
											допустимое для агрегатов (буровых насосов)	на устье скважины в конце операции			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Закачка	Буферная	НТ-400	Закачка	1	127,0	I-V	12,0	60	-	3,0	4,2	4,2
			Затворение	Тампонажная	RCM IIe	Затворение	1	127,0	I-V	15,1	-	-	10,02	11,05	15,25
			Закачка	Тампонажная	НТ-400	Закачка	1	127,0	I-V	12,0	60	-	10,02	13,92	29,17
			Сброс пробки		-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	34,17
			Промывка линии		-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	44,17
			Продавка	Продавочная	НТ-400	Продавка	1	127,0	I-V	12,0	60	22,0	11,0	15,3	59,47
						«стоп»	1	127,0	I-V	5,1	-	37,0	1,0	3,3	62,77

Продолжение таблицы 1.9.13.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		13	14	15	16
2	1	1	Закачка	Буферная	НТ-400	Закачка	1	127,0	I-V	12,0	60		-	5,0	6,94	6,94
			Затворение	Тампонаж. 1	RCM IIe	Затворение	3	127,0	I-V	15,1	-		-	72,94	26,83	33,77
			Закачка	Тампонаж. 1	НТ-400	Закачка	3	127,0	I-V	16,0	60		-	72,94	25,32	59,09
			Затворение	Тампонаж. 2	RCM IIe	Затворение	2	127,0	I-V	15,1	-		-	36,33	20,05	79,14
			Закачка	Тампонаж. 2	НТ-400	Закачка	2	127,0	I-V	16,0	60		-	36,33	18,92	98,06
			Сброс пробки		-	-	-	-	-	-	-		-	-	5,0	103,06
			Промывка линии		-	-	-	-	-	-	-		-	-	10,0	113,06
			Продавка	Продавочная	НТ-400	Продавка	3	127,0	I-V	16,0	60		91,7	110,3	38,3	151,36
						«стоп»	1	127,0	I-V	5,1	-		106,7	1,0	3,3	154,66
3	1	1	Закачка	Буферная	НТ-400	Закачка	1	127,0	I-V	12,0	60		-	7,0	9,72	9,72
			Затворение	Тампонажная	RCM IIe	Затворение	2	127,0	I-V	15,1	-		-	57,3	31,62	41,34
			Закачка	Тампонажная	НТ-400	Закачка	2	127,0	I-V	16,0	60		-	57,3	29,84	71,18
			Сброс пробки		-	-	-	-	-	-	-		-	-	5,0	76,18
			Промывка линии		-	-	-	-	-	-	-		-	-	10,0	86,18
			Продавка	Продавочная	НТ-400	Продавка	3	127,0	I-V	16,0	60		172,1	119,9	41,63	127,81
						«стоп»	1	127,0	I-V	5,1	-		187,1	1,0	3,3	131,11
		2	Закачка	Буферная	НТ-400	Закачка	1	127,0	I-V	12,0	60		-	7,0	9,72	9,72
			Затворение	Тампонажная	RCM IIe	Затворение	2	127,0	I-V	15,1	-		-	36,5	20,14	29,86
			Закачка	Тампонажная	НТ-400	Закачка	2	127,0	I-V	16,0	60		-	36,5	19,01	48,87
			Сброс пробки		-	-	-	-	-	-	-		-	-	5	53,87
			Промывка линии		-	-	-	-	-	-	-		-	-	10	63,87
			Продавка	Продавочная	НТ-400	Продавка	2	127,0	I-V	16,0	60		90,6	57,2	29,8	93,67
						«стоп»	1	127,0	I-V	5,1	-		105,6	1,0	3,3	96,97

Продолжение таблицы 1.9.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4	1	1	Закачка	Буферная	НТ-400	Закачка	1	127,0	I-V	12,0	60	-	7,0	9,72	9,72
			Затворение	Тампонажная	RCM IIe	Затворение	1	127,0	I-V	15,1	-	-	15,5	17,11	26,83
			Закачка	Тампонажная	НТ-400	Закачка	1	127,0	I-V	16,0	60	-	15,5	16,14	42,97
			Сброс пробки		-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,0	47,97
			Промывка линии		-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	57,97
			Продавка	Продавочная	НТ-400	Продавка	2	127,0	I-V	16,0	60	152,8	41,45	21,59	79,56
						«стоп»	1	127,0	I-V	5,1	-	167,8	1,0	3,3	82,86

Примечание: с целью улучшения качества крепления производить расхаживание экспл. колонны в процессе цементирования (при расхаживании не превышать нагрузку более 10% собственного веса обсадной колонны).

Табл. 1.9.14. Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал цементирования (по стволу)		Номер схемы обвязки цементировочной техники	Потребное количество										
						Основные ЦА								Дополнительные ЦА		
						тип	всего	в том числе на:						тип	всего	резерв
			от (верх)	до (низ)				затворение	переме-шивание	Закачка	продавка	амбар	резерв			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	1	0	100	1	НТ-400	3	1	-	1	1	-	-	-	-	-
2	1	1	0	1500	2		3	2	-	3	3	-	-	-	-	-
3	2	1	0	1400	3		4	2	-	2	2	-	-	-	-	-
	1	2	1400	2930				2	-	2	3	-	-	-	-	-
4	1	1	2830	3641	4		4	2	-	2	2	-	-	-	-	-

Примечание: допускается применение цементировочных агрегатов других фирм-производителей, обеспечивающих требуемые режимы цементирования.

Табл. 1.9.15. Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество													
					Смесительные машины					Цементовозы				Автоцистерны				
							в том числе					в том числе				в том числе		
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	тампонаж-1	тампонаж-2	тампонаж-3	тип	всего	тампонаж-1	тампонаж-2	тип	всего	буферная	затворение	Продавочная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	1	1	0	100	Смесительная система RCM IIe	1	1	-										
2	1	1	0	1500		4	3	2										
3	1	2	0	1400		4	4											
	2	1	1400	2930														
4	1	1	2830	3641		1	1											

Табл. 1.7.16. Потребное количество цементировочной техники для цементирования обсадных колонн

№ по порядку	Название или шифр	Потребное количество, шт.							
		номера колонн (см. таблицу 1.5.2., графа 1)							суммарное на скважину
		1	2	3	4	5	6	7	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	HT-400	3	3	4	4				-
2	RCM IIe	1	4	4	1				-

Примечания: для цементирования скважины также возможно применение цементировочных установок других фирм производителей Halliburton, Schlumberger, не уступающих по характеристикам.

Необходимо предусмотреть наличие резервного агрегата 15К, силосных емкостей, емкости для впушивания – 1 шт, компрессора – 1 шт, батч миксера – 3 шт, не менее 70 м3 емкости – 2 шт, мобильной емкости для перевалки цемента – 1 шт.

Табл. 1.9.17. Потребное количество материалов для цементирования обсадных колонн

Номер по порядку	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество						
				0-100	0-1500		0-2930		2830-3641	Суммарное на скважину
					0-1000	1000-1500	0-1400	1400-2930		
1	2	3	4	5	6		7	8	9	
1	ПЦТ1-G	ГОСТ 1581-96	тн	10,14	65,96	46,8	48,2	53,1	13,17	237,37
2	Расширяющая добавка EX-100	ТУ 5734 -007-95807705-2011	тн		-	-	-	22,7	5,65	28,35
3	Пеногаситель Wo-Defoam	Импортная	л	2,0	14,59	7,27	7,3	11,46	3,1	45,72
4	Понизитель фильтрации BXF-200L	Импортная	кг			1286,5		2085	517,5	3889,0
5	Замедлитель (BXR-200L)	Импортная	кг		21,88	10,9	10,95	17,19	4,65	65,57
6	Вода пресная для затворения	Местная	$м^3$	5,24	58,04	25,73	26,5	41,7	10,35	167,56
7	Моющая добавка ПБК-экстра	ТУ 2458-003-96452215-2011	кг		50		70	70	70	260,0
8	Армирующая добавка ДПА-Ф		кг		-	-	-	37,9	9,41	47,31
9	Крепь-1	ТУ 2157-003-20935980-2008	кг		-	726,6	-	1146,0	310,0	2182,6
10	Пластификатор ПС-П	Импортная	кг		-	-	-	113,7	37,64	151,34
11	Вода техническая для буфера	Местная	$м^3$	3,0	5,0		7,0	7,0	7,0	29,0

Примечание: допускается использование других аналогичных хим. реагентов различных фирм–производителей (отечественных или зарубежных).

1.9.4 Оборудование устья скважины

Табл. 1.9.18. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	32	-	-	ОП 32-425/80х21 ПУГ-450х21 ППГ-450-21 ОКК3-70-178-245-324-426	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 30196-94	1 1 1 1 к-т	21,0 21,0 21,0 70,0
2	Кондуктор	45	15,4	24,0	ОП 45-350/80х70 К1 ПУГ-350х35 К1 ППГ-350-70 К1 (сдвоенный)	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 2 к-т	70,0 35,0 70,0
3	Техническая колонна	45	23,8	24,0	ОП 45-280/80х70 К1 ПУГ-280х35 К1 ППГ-280-70 К1 (сдвоенный)	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13862-2003	1 1 2 к-т	70,0 35,0 70,0
4	Экс. колонна	6	26,6	24,0	ОП 45-280/80х70 К1 АФК6-80/65х70 К2	ГОСТ 13862-2003 ГОСТ 13846-2003	1 к-т	70,0 70,0

Примечание:1. Фактические схемы монтажа и спецификация противовыбросовых оборудований разрабатывается Буровым подрядчиком и утверждается техническим руководителем предприятия, согласовывается с АСС;

2.Выбор устьевого (колонной головки и фонтанной арматуры) и противовыбросового (превенторов) оборудования в части обеспечения безопасной эксплуатации производится в соответствии с требованиями НПА РК, т.е. стандартов Республики Казахстан (СТРК), межгосударственных стандартов стран СНГ и Таможенного Союза, Технических регламентов Таможенного Союза и Республики Казахстан, других постановлений Правительства РК (ППРК) и законов Республики Казахстан в области гражданской защиты (промышленной безопасности) и технического регулирования.

1.10 Испытание скважин

1.10.1. Испытание пластов в процессе бурения

Табл. 1.10.1. Продолжительность работы пластоиспытателя (опробователя), спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, испытание с геофизическими исследованиями)	Затраты времени на испытание							Суммарное время по всем объектам, ч. (сут.)	
			для буровой организации				для геофизической организации				
			нормативное время, ч.			всего на объект, ч. (сут.)	нормативное время, ч.		всего на объект, ч. (сут.)		
№	глубина нижней границы, м.		проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл. 5 СНВ	испытание (опробование) по табл. 1 СНВ		ожидание притока по т. 2.1 СНВ на ПГИ	испытание (опробование) по т.2, 21 СНВ на ПГИ		для буровой организации	для геофизической организации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Испытание в процессе бурения не предусмотрено, по требованию заказчика											

Табл. 1.10.2. Характеристики КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

№ объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб, шт.	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 пробо-отборника		осевая нагрузка, т	Перепад давления, МПа	Депрессия, передаваемая на пласт, МПа	Количество циклов исследования, шт.	Время ожидания притока, ч			диа-метр, мм	длина по стволу, м
			Испытателей пластов	пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Испытание в процессе бурения не предусмотрено																

1.10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

Табл. 1.10.3. Насосно-компрессорные трубы (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		
		от (верх)	до (низ)	Номинальный наружный диаметр, мм	Тип соединения	Марка (группа прочности) стали	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса 1 п.м, кг/м		Теоретическая	с учетом Плюсового допуска k=1.036	с учетом Запаса при спуске при наличии в скважине H_2S	На растяжение	на избыточное давление Наружное	на избыточное давление Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	0	3400	88,9	высадка	L-80/N-80	5,51	13,2	3400	44,88	46,49		>1,45	>1,2	>1,5
	1	3400	3600	60,32	высадка	L-80/N-80	4,83	6,85	200	1,33	1,38		>1,45	>1,2	>1,5

Примечание:

1. Глубина спуска НКТ будет корректироваться в зависимости от глубины скважины и по результатам интерпретации данных ГИС.
2. Допускается применение импортных НКТ соответствующей прочности стали.
3. Доспуск подвески НКТ до искусственного забоя для смены перфорационной жидкости на тех. воду производится с применением технологических НКТ с последующим их подъемом и установкой подвески НКТ выше верхней границы интервала перфорации на 5-10м.

Табл.1.10.4. Крутящие моменты для свинчивания соединений насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип соединения	Крутящий момент, Н х м		
				минимальный	оптимальный	максимальный
1	2	3	4	5	6	7
88,9	6,5	L-80/N-80	-	2200	2600	3600
60,32	4,83	L-80/N-80	-	1300	1400	1500

Табл. 1.10.5. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости									
			название или тип	объем порции, $м^3$	плотность, $г/см^3$	пластическая вязкость, сПз	динамическое напряжение сдвига, $мгс/см^2$	составляющие компоненты				
	от (верх)	до (низ)						название	плотность $г/см^3$	влажность, %	сорт	удельный расход на 1 $м^3$ раствора,
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Установка цементных мостов представлена в разделе «Ликвидация и консервация скважины»												

Табл. 1.10.6. Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сут	
			процесса, операции	суммарная по объекту
1	2	3	4	5
1	Освоение, в том числе: Подготовительные работы перед освоением объекта, ПЗР к спуску НКТ, спуск НКТ, открытие портов, установка ФА, смена технической воды (перфорационную жидкость) на пресную.	ССНВ таб.17	4,8	**4,8**
	ГРП-5 стадийное	ССНВ таб.24	2,8*5=14,0	**14,0**
	Освоение, очистка	ССНВ таб.27	4,8	**10,0**
	Работы после интенсификации притока из пласта	ССНВ таб.23	5,2	
	Всего на скважину:			**28,8**

Табл. 1.10.7. Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Используемые агрегаты при выполнении работ	Количество вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, ч
1	2	3	4	5	6
1	Опрессовка ФА на устье скважины.	ЦА-320М	1	"Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники"	3,0*3=9,0
	Опрессовка НКТ	ЦА-320М	1		21,0
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЦА-320М	1		6,0*3=18,0
	Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки	ЦА-320М	1		3,0*3=9,0
	Подготовительные работы перед испытанием (освоением)	ЦА-320М	1	т. 3	7,0*3=21,0
	Вызов притока	ЦА-320М	1	т. 3	12,0*3=36,0
	Смена перфорационной жидкости на тех. воду	ЦА-320М	1		6,0*3=18,0
	Снижение уровня	УКП-(80КС-50)	1	т. 3	12,0*3=36,0
	Итого на работу:				**168,0**

Примечание: допускается применение аналогичных агрегатов

Табл.1.10.8. Потребное количество воды для освоения скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	Тех. вода	местные	$м^3$	660

1.11. Дефектоскопия и опрессовка

Бурение эксплуатационной скважины начинают проверенным инструментом и спускоподъемным оборудованием. Неразрушающий контроль производится по единому графику, составленному буровым подрядчиком.

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

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

Толщинометрию бурильных труб проводить через 1200 час.

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

Табл. 1.11.1. 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	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными	Тип контролируемых труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт (свечи)	Вид операции дефектоскопии: СБТ, зона сварного шва, УБТ, переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы (свечи), мин	Продолжительность дефектоскопии, час
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуата-ционная	3	3641	400	УБТ-165,1 УБТ-177,8 УБТ-203,0 квадрат	6 7 3 1	Трубные и замковые резьбы	3,6 4,8 7,2	28,8 33,6 14,4 3,6
Хвостовик	4	4641	400	ТБТ-127 СБТ-88,9 квадрат	12 30 1	Трубные резьбы. Замковые резьбы, зона сварного шва	4,8 7,2x1,13=8,14	57,6 144 4,8

Примечание: Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по таблице 4.1 РД 39-13-90[77].

Табл. 1.11.2. Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатами при опрессовке, кгс/см^2	Источник норм времени	Количество труб, шт.	Продолжительность проведения операции, час
			тип (шифр)	количество, шт.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов нагнет. линия, блок задвижек, шланг	0	ЦА-320М	1	На раб. давле-ние	ЕНВ	0	1,5
Кондуктор	Обсадная колонна и устьевое оборудование	1000	ЦА-320М	1	215	ЕНВ	89	1,5
Тех.колонна	Обсадная колонна и устьевое оборудование	2930	ЦА-320М	1	215	ЕНВ	279	1,5
Эксплуа-тационная колонна	Обсадная колонна и устьевое оборудование	3641	ЦА-320М	1	225	ЕНВ	428	1,5
Экс. хвостовик	Обсадная колонна и устьевое оборудование	4641	ЦА-320М	1	225	ЕНВ	120	1,5

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

1.12. Строительные и монтажные работы

1.12.1. Выбор и обоснование бурового оборудования

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

Для строительства эксплуатационных скважин принята буровая установка ZJ-50 с ВСП или SL-2500), грузоподъемностью не менее 315т или ее аналог на дизельном приводе с достаточным уровнем механизации работ.

Система приготовления, циркуляции и очистки бурового раствора исключает загрязнение земли раствором и химическими реагентами, используемыми для его обработки, позволяет максимально очистить раствор от выбуренной породы.

Сбор отходов бурения предусматривается в шламосборники с последующим вывозом к месту захоронения.

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

Расчёт.

$G_{б.к.}$ или $G_{о.к.} < [G]$

Вес технической колонны:

$G_{э.} = L_{э.} * q_{э}$

$$G_{э} = 2930*59,53 = 1,745 \text{ МН}$$

Вес бурильной колонны с УБТ

где $L_{э.}$ - глубина спуска промежуточной колонны, м; $q_{э.}$- вес 1м, Н/м

$G_{б.к.} = G_{б.т.} + G_{у.} = L_{б.}*q_{б.}+L_{у.}*q_{у.}$

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

G = 1,399 МН

Из приведенного расчёта следует, что наибольшую нагрузку БУ будет испытывать при спуске технической колонны.

Максимальные нагрузки с учётом расхаживания:

от веса бурильной колонны

G =1,399*1,4 = 1,958 МН

от веса наиболее тяжелой обсадной колонны

G = 1,745*1,15 = 2,006 МН

Максимальная грузоподъёмность БУ ZJ-50 равна 3,15 МН или 315тн

Для данной скважины более рациональным будет использование буровой установки ZJ-50, поскольку нагрузка (в МН) от наиболее тяжёлой бурильной колонны, меньше максимальной:

2,006 <3,15

Табл. 1.12.1. Сочетание вариантов подготовительных и строительно-монтажных работ

Номера вариантов работ						Номера или количество скважин, строящихся по заданному сочетанию вариантов работ
Подготовительных	Топографо-геодезических	Строительно-монтажных	По теплофикационной установке	По испытаниям	По транспортировке	
1	2	3	4	5	6	7
01	01	01	01	01	01	НСВ-14

1.12.2. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

Табл. 1.12.2. Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)

Номер по порядку	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта подготовительных работ	Количество
1	2	3	4	5	6
1	49-4347	Транспортировка строительных машин и механизмов с базы на буровую и обратно		01	760 км
2	49-123	Устройство насыпи под полотно дороги механизированным способом, расстояние перемещения грунта 100м	100м^3	-//-	6
3 49-1 49-1		Планировка площадки под буровую механизированная, отсыпка 10 000м^3 грунта - при монтаже - при демонтаже	1000м^2 1000м^2	-//-	- -
4	49-11	Обваловка вокруг площадки буровой с перемещением ГСМ (110 х 2+ 60 х 2) х 1,25		-//-	1
5	49-2753	Сооружение амбара 4м х 6м х 1.5м на отводах ПВО с обратной засыпкой для установки емкостей для сбора пл. флюида в случае НГВП	амбар	-//-	2
6	49-11	Обваловка площадки ГСМ (20м х 2+ 15м х 2) х 1,25			0,86

Продолжение таблицы 1.12.2

Строительство водопровода на поверхности:					
7	49-158	- прокладка труб Ø73мм	100м		10
8	49-176	- установка задвижек Ø73мм	шт		2
9	**49-181**	**- установка задвижек на пожарных гидрантах**	**шт**		**3**
10	49-186	- устройство пожарных гидрантов	шт		3
11	49-174	- установка вентилей Ø 73мм	шт		7
12	49-193	Устройство противокоррозионной изоляции водопровода - Ø73мм	100м		10
Монтаж топливопровода и линии химреагентов:					
13	49-158	- прокладка труб Ø73мм	100м		0,8
14	49-158	- прокладка труб Ø25мм	100м		0,8
15	49-176	- установка задвижек Ø73мм	шт		2
16	49-176	- установка вентилей Ø25мм	шт		6
Устройство паропровода (с учетом обратной линии)					
17	49-231	Строительство низковольтной силовой и осветительной линии электропередач с алюминиевым проводом, сечением 3,5мм^2	100м		4,5
18	49-233	-количество проводов – 5шт.	100м		3
19	49-256	Строительство кабельной линии сечением от 2,5мм^2 до 70мм^2 на деревянных опорах	100м		3,5
20	-	Установка металлических опор	шт		10
21	-	Пожарные стояки (гидранты)	шт		2
22	49-2726	Работа ЦА-320, 2СМН-20	час		6,0
23	49-2767,06	Пробег ЦА-320, 2СМН-20	км		800

Примечание: Работы производятся до начала строительства скважины по отдельному проекту капитального строительства. Сооружение амбаров производится по согласованию с местными Госорганами.

1.12.3 Объемы строительные и монтажные работы для строительства скважины

Табл. 1.12.3. Перечень топографо-геодезических работ

Номер по порядку	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение планово-высотного положения устья скважины, определение азимута)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4	6
1	Сборник основных расходов при производстве топографо-геодезических работ	Перенесение в натуру местоположения скважин	НСВ-14	1
2		Определение планово-высотного положе-ния устья скважин		
2		Проезд топографо-геодезической бригады		
4		Контроль закрепления разбивочных осей		
5		Плановая и высотная выверка фундаментов		
6		Плановая и высотная выверка опорных конструкций (фундаментных балок, рам и др.)		
7		Плановая и высотная выверка оборудования		
8		Камеральная обработка материалов		
9		Ведение полевой документации		

Табл. 1.12.4. Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта строительно-монтажных работ	Номер Расценки по ЕРЕР Или разовая	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5м, на 15-20м, на 40-50м, демонтаж первичный, повторный)
1	2	3	4	5
1	-	ZJ-50 или аналог грузоподъемностью не менее 315 тн	ДВС	Первичное строительство

Табл. 1.12.5 Объем работ по комплекту бурового и силового оборудования

Номер по порядку	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер вариа-нта строи-тель-номон-тажных работ	Количество		Способ и вид транспорти-ровки (волоком, на тягачах, автотранс-портом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6		7
		Монтаж комплекта ZJ-50					
1	49-1064 (Примени-тельно) 259	Вышка буровая JJ315/45-K	к-т	1	1		Автотранспорт
2		Лебедка буровая JC50	к-т		1		- - // - -
3		Привод ротора: коробка передач, карданный вал и инерционный (центробежный) тормоз.	к-т		1		- - // - -
4		Насос буровой F-1600	к-т		2		- - // - -
5		Силовые приводы G12V190PZL-3/0 800кВт	к-т		3		- - // - -
6		Электростанция TAD1641G VOLVO	к-т	(1 резерв)	2+1		- - // - -
7		Электрокомпрессор	к-т		1		- - // - -
8		Механический компрессор	к-т		1		- - // - -
9		Распределительное управление	к-т		1		- - // - -
10		КПП BCX-40 LDB	к-т		1		- - // - -
11		Блок управления	к-т		1		- - // - -
		Талевая система					
12		Кронблок (в комплекте с вышкой)	к-т		1		- - // - -
14		Талевый блок	блок	02	1		- - // - -
15		вертлюг с вращателем верхний привод TopDrive	к-т	02	1		- - // - -
16		электрокатушка	к-т		1		- - // - -
17		Лебедка вспомогательная	к-т		1		- - // - -
18		Лебедка у приемного моста	к-т		1		- - // - -
19		Лебедка пневматическая	к-т		1		- - // - -
20		Подвеска машинных ключей	блок				
21		Приспособление для расстановки УБТ	к-т		1		- - // - -
22		Механизм крепления каната	к-т		1		- - // - -

Продолжение таблицы 1.12.5.

23		**Мост приемный**	**к-т**		**1**	**- - // - -**
24		**Система долива скважины**	**к-т**		**1**	**- - // - -**
25		Площадка для обслуживания превенторов	**к-т**		**1**	**- - // - -**
26		Крепление неподвижного конца каната	к-т		1	- - // - -
27		Площадка для спуска обсадных труб	к-т		1	- - // - -
28		Обвязка топливопровода	к-т		1	- - // - -
29		Обвязка водопровода	к-т		1	- - // - -
30		Блок запасных частей	шт			
31		Регистратор и индикаторы параметров бурения	к-т		1	- - // - -
32		Контрольно-измерительные приборы	к-т		1	- - // - -
33		Электрооборудование:				
34		- кабельные изделия	к-т		1	- - // - -
35		- освещение	к-т		1	- - // - -
36		- заземление	к-т		1	- - // - -
37		Ограждение оборудования	к-т		1	- - // - -
38		Узлы агрегатов буровой установки	к-т		1	- - // - -

Табл. 1.12.6. Объем работ под конструктивные узлы вышки и превышенных сооружений к комплекту

№ по порядку	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
1	49-815	Монтаж инструментальной площадки	шт	1	1	- - // - -
2	49-526	Устройство шурфа из обсадных труб (245мм х 10мм х 18м) для квадрата, (245мм х 10мм х 15м) для одиночки	10м	1	3,3	- - // - -
3	49-460	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью	пл.	1	30	- - // - -

Табл. 1.12.7. Объем работ по фундаментам под комплект (и вышку)

Номер по порядку	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта строительно-монтажных работ	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	-	Фундамент из железобетонных плит 3м х 1,5м х 0,2м под:	-	-	-	Автотранспорт
1.1		вышечное основание	плита	01	10	- - // - -
1.2		автоплатформу	- // -	01	8	- - // - -
1.3		емкости циркуляционной системы	- // -	01	20	- - // - -
1.4		БОР	- // -	01	3	- - // - -
1.5		буровой насос	- // -	01	4	- - // - -
1.6		энергоблок	- // -	01	4	- - // - -
1.7		Склад химреагента	- // -	01	4	- - // - -
1.8		Склад ГСМ	- // -	01	4	- - // - -
2		Металлические стойки через 10м, забетонированные в земле, для крепления линий ПВО 100:10	- // -	01	10	- - // - -
3	49-3	Фундамент под боковые стеллажи моста из досок	$м^3$	01	1	Автотранспорт
4		- разбивка бетона	$м^3$	01	10	- - // - -

Табл. 1.12.8. Объемы работ по дополнительному оборудованию

Номер по порядку	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество		Способ и вид транспортировк и (волоком, на тягачах,
1	2	3	4	5	6		7
		Монтаж дополнительного оборудования, в т.ч.					
1	49-828	Емкость для тех/воды 100 м^3	емкость		1		Автотрансп.
2	49-828	Емкость для питьевой воды 3м^3	емкость		1		- - // - -
3	49-828	Емкость для диз. топлива 60м^3	емкость		1		- - // - -
4	49-828	Емкость для диз. топлива 40м^3	емкость		1		- - // - -
5	49-828	Емкость по нефть	емкость		1		- - // - -
6	49-828	Емкость для отработанного масла 5м^3	емкость		1		- - // - -
7	49-795	Общий объем емкостей	емкость		1		- - // - -
		Емкость №1: 52 м^3	емкость		1		- - // - -
		Емкость №2: 60 м^3	емкость		1		- - // - -
		Емкость №3: 58 м^3	емкость		1		- - // - -
		Емкость №4: 52 м^3	емкость		1		- - // - -
		Емкость №5: 52 м^3	емкость		1		- - // - -
8	49-725	Блок приготовления бурового раствора	к-т		1		- - // - -
9	49-882	Электромонтаж блоков очистки и приготовления бурового раствора	к-т		2		- - // - -
10	49-756	Дегазатор,	к-т	1	1		- - // - -
11	49-764	Вибросито,	к-т	1	2		- - // - -
12	49-767	Мешалка	к-т	1	6		- - // - -
13	49-763	Пескоотделитель	к-т	1	1		- - // - -
14	49-762	Илоотделитель	к-т	1	1		- - // - -
15	49-757	Центрифуга	к-т	1	1		- - // - -
16		Диспергатор гидравлический	к-т	1	1		- - // - -
17	49-759	Буровые воронки	шт.	1	2		- - // - -
18	-	Центробежный насос	к-т	1	2		- - // - -
19	-	Насос для замешивания (75hp)	к-т	1	1		- - // - -
20	-	Перемешиватели	к-т				
21	49-1015	Электроналадочные работы	буровая				- - // - -
22	49-2748	Опрессовка обвязки буровых насосов цементировочным агрегатом ЦА-320, расстояние переезда ЦА-320 в один конец 400км	Операция	2	2		- - // - -
23	49-815	Инструментальная площадка для долот	шт	1	1		- - // - -

Продолжение таблицы 1.12.8.

1	2	3	4	5	6	7
24	49-4347	Транспортировка вагон-домиков для строительно-монтажной и буровой бригад большегрузными автомашинами на расстояние 400км, в том числе:				- - // - -
		-вагон-для инструктажей			1	- - // - -
		-мастерская сварщика/электрика,			1	- - // - -
		-мастерская моториста			1	- - // - -
		-инструментальная мастерская			1	- - // - -
		-вагончик с лебедкой для спуска инклонометрия			1	- - // - -
		- лаборатория буровых растворов			1	- - // - -
		-складское помещение			8	- - // - -
		-вагон мастера			1	- - // - -
		-жилой вагон для супервайзеров заказчика			1	
25	49-524	Электромонтаж комплекса бытовых помещений для строительно-монтажной и буровой бригады			24:5=4,8	-
26	49-2443	Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления	к-т	1	1	- - // - -
27	49-1011	средство двухсторонней связи	к-т	1	1	- - // - -
28	49-871	Отключатель буровой лебедки при перегрузке талевой системы	к-т	1	1	- - // - -
29	49-2714	Эксплуатация электростанции	смена	1	24	- - // - -
30	49-1015	Электроналадочные работы	буровая			- - // - -
	Противовыбросовое оборудование					
31	49-821	Типовая схема ПВО; в комплекте (превентор плашечный - 3шт. превентор универсальный, манифольд, блок управления) после спуска колонн Ø426, 324, 178мм;	к-т	1	1	- - // - -
32		Крестовина	к-т	1	1	- - // - -
33		Блок управления ПВО	к-т	1	1	- - // - -
34		Блок дросселирования	к-т	1	1	- - // - -
35		Блок глушения	к-т	1	1	- - // - -
36		Линия дросселирования	к-т	1	1	- - // - -
37		Линия глушения	к-т	1	1	- - // - -
38		Колонная головка ОКК 2-70-178х245х324	к-т	1	1	- - // - -
39		Фонтанная арматура	к-т	1	1	- - // - -
40		Шаровой кран, (один устанавливается между рабочей трубой и бурильной колонной, второй между вертлюгом и рабочей трубой, третий запасной)	к-т	1	3	- - // - -

Продолжение таблицы 1.12.8.

1	2	3	4	5	6	7
41		Обратный клапан с приспособлением для установки в открытом положении; один рабочий, второй запасной	к-т	1	2	- - // - -
42		Аварийная труба под инструмент 127мм, с шаровым краном	к-т	1	2	- - // - -
43		Компрессорный блок	к-т	1	2	- - // - -
44	49-1017	Окраска бурового оборудования	т	1	0,5	- - // - -
45	49-1016	Окраска металлоконструкций	т	1	0,3	- - // - -
46		**Аварийные инструменты**				
47		Овершоты	к-т	1	2	- - // - -
48		Метчики	к-т	1	2	- - // - -
49		Наддолотный шламометаллоуловитель	к-т	1	2	- - // - -
50		Торцевой фрез	к-т	1	2	- - // - -
51		Шламоуловитель с обратной промывкой с магнитом	к-т	1	1	- - // - -
52		Разъединительный переводник	к-т	1	1	- - // - -
53		Ловильный ЯСС	к-т	1	1	- - // - -

Примечание: 1. Допускается замена отдельных элементов из списка на аналогичные или имеющие лучшие эксплуатационные характеристики, импортного и отечественного производства по согласованию с Заказчиком. 2. В случае аренды, необходимо предоставить соответствующие документы на ловильные инструменты.

Табл. 1.82.9. Объем работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для дополнительного оборудования

№ по порядку	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	- варианта строительно-монтажных	Количество	вид Транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом,
1	2	3	4	5	6	7
1	49-544	Центрирование вышки	опер.	1	10	- - // - -
2	49-446	Электромонтаж помещения (вагон)	шт.	1	4	- - // - -
3	-	Обшивка основания вышки металлическими щитами	шт.	1	1	- - // - -
4		Лестницы на буровой установке согласно схеме:				
5	-	для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	шт.	1	1	Автотранспорт
5.1		для прохода с рабочей площадки на циркуляционную систему	шт.	1	1	Автотранспорт
5.2		для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	шт.	1	4	Автотранспорт
5.3		для прохода с рабочей площадки на платформу	шт.	1	2	Автотранспорт
6	-	Сарай электростанции;	20 м^2	1	1	Автотранспорт
7	-	помещение для инструментов	сарай.	01	5	Автотранспорт

Табл. 1.9.10. Объемы работ по теплофикационной котельной установке

Номер по порядку	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта теплофикационной установки	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т. д.)
1	2	3	4	5	6	7
Таблица не несет информации						

Табл. 1.12.11. Объёмы работ при использовании специальной установки для испытания скважины

Номер по порядку	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики	Единица измерения	Номер варианта теплофикационной установки	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	1	УПА 60/80 или аналог	к-т	1	1	Автотранспорт

1.12.4. Дополнительные сведения

Табл. 1.12.12. Объемы работ по перечню оборудования, исключаемого при испытании (освоении) первого и последующих объектов

Номер по порядку	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики	Единица измерения	Номер варианта теплофикационной установки	Количество
1	2	3	4	5	6
Таблица информации не несет					

Табл. 1.102.13. Материалы и технические средства для выполнения природоохранных мероприятий с использованием «без амбарного» способа бурения

Номер порядку	Наименование материалов и технических средств	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д.	Единица измерения	Количество	Шифр источника расценок
1	2	3	4	5	6
1.	Контейнеры (прямоугольные) 1,5-2м^3 для ТБО и отработанного замазученного материала		шт.	10	
2.	Амортизация емкости для сбора бурового шлама и отработанного бурового раствора		шт.	1	2513
3.	Наливная машина для вывоза ОБР и БШ		км	-	Тарифы
4.	Шламовой насос для откачки отработанного бурового раствора из шахты		шт.	1	300
5.	Экологические емкости под отводы ПВО		шт.	2	-
6.	Экологические емкости под шлам и отработанного бурового раствора не менее 20м^3		шт.	2	455 к=0,75

1.13. Продолжительность строительства скважины

Табл. 1.13.1. Продолжительность строительства скважины

Подготовка площадки, мобилизация БУ, сут	Время демонтажа буровой установки, сут	Время монтажа подъемника для испытания, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут							
			всего	в том числе						
				строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	опробование пластоиспытателем на кабеле	Испытание (освоение)		
								всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15	7	2	**172,3**	8	3	**108,5**	-	28,8	-	28,8

Табл. 1.113.2. Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер [illegible]	Название колонны	Продолжительность крепления,	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	2,5	0	100		2,0	
2	Кондуктор	5,5	100	1500			18,0
3	Техническая	6,25	1500	2930			22,0
4	Экс. колонна	8,5	2930	3641			15,75
5	Экс. хвостовик	3	3641	4641			25,0
	Итого	**25,75**				**82,75**	

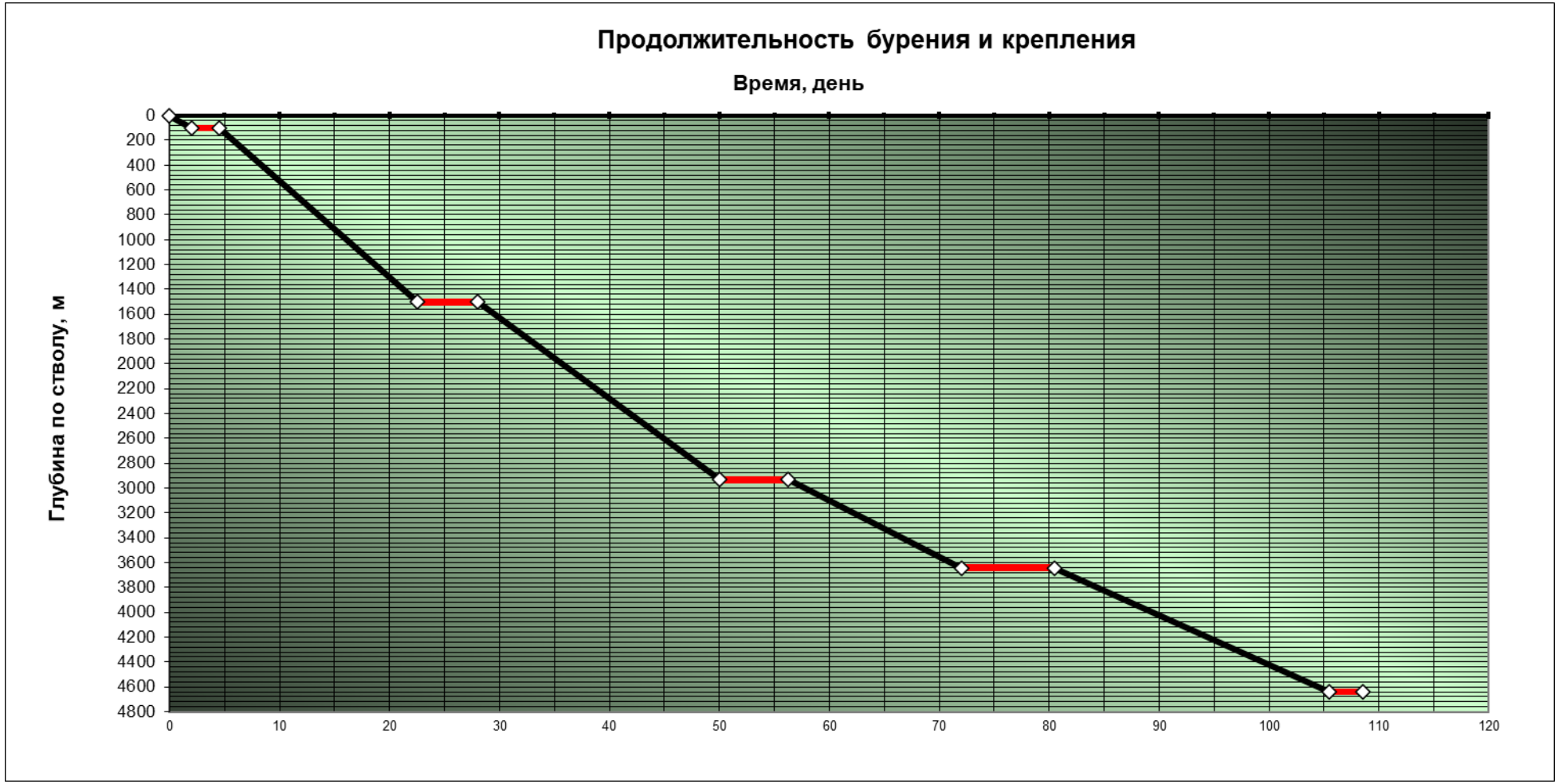


Рис. 1.7. График строительства скважины

1.14. Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации

Средства механизации и автоматизации при бурении и креплении скважины должны соответствовать «Спецификации основного оборудования буровой установки». Кроме того, проектом предусматривается оснащение буровой установки при бурении скважины средствами, повышающими безопасность труда в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», по следующему перечню:

Табл. 1.14.1. Средства механизации и автоматизации

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

Продолжение таблицы 1.14.1

1	2	3	4
18	Устройство против разбрызгивания бурового раствора	БУ	1 к-т
19	Защитные очки и др. СИЗ для приготовителей бурового раствора из химреагентов.	БУ	По 1 шт. На рабочего
20	Очиститель бурильных труб	БУ	1 шт.
21	Комбинированный колпачок для перемещения долот	ММБ9-3-121	1 шт.
22	Приспособление для отвинчивания трехшарошечных долот	СТД	1 шт.
23	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки.	БУ	1 к-т
24	Указатель «Открыто» - «Закрыто» к задвижке высокого давления.	БУ	1 шт.
25	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок.	БУ	1 к-т
26	Предупреждающее устройство о падении посторонних предметов в скважину	Устье скважины	1 шт.
27	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
28	Отводные крючки	БУ	1 шт.
29	Приспособление для одевания протекторов на бурильные трубы	БУ	1 шт.
30	Защитные каски с подшлемниками	БУ	по 1 на рабочего
31	Вкладыши противошумные «Беруши» или противошумные наушники.	БУ	по 1 на рабочего
32	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12 В	БУ	2 шт.
33	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
34	Автоматический регулятор нагрузки на долото	БУ	1 к-т
35	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора.	Эл. свар. трансф.	1 шт.
36	Гидравлический трубный ключ для обсадных колонн	БУ	1 к-т

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

Табл. 1.14.2. Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса	-	1
2	Индикаторы давления, показывающие (манометры)	-	2
3	Роторный моментомер	-	1
4	Шаблоны для контроля за износом центраторов и калибраторов	-	2
5	Мерные скобы для контроля диаметров бурильных труб и УБТ	-	2
6	Уровнемер в доливной емкости	-	1
7	Лаборатория буровых растворов	-	1
7.1	Прибор для определения удельного веса		1
7.2	Прибор для определения условной вязкости		1
7.3	Вискозиметр ВСН-3		1
7.4	СНС-2		1
7.5	Прибор для определения содержания песка		1
7.6	Секундомер		1
7.7	Прибор ВМ-6		1
7.8	Прибор ФЛР-1		1
7.9	Прибор для определения липкости глинистой корки ПА-1		1
7.10	Прибор для определения газа (воздуха) в растворе ПГР-1		1
7.11	Установка для измерения компонентного состава раствора ТФН-1		1
7.12	Прибор Дина-Старка – для определения компонентного состава бур. раствора		1
7.13	Прибор pH-121		1
7.14	Лабораторная мешалка многоскоростная		1

Примечание: допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.

Табл. 1.124.3. Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт
1	2	3	4
1	Система связи с станциями, расположенными: у представителя Компании, бурового мастера, инженера по буровым растворам, у пульта бурильщика, у пульта ПВО, на виброситах, на буровых насосах, объекте перемешивания бурового насоса	-	Один стационарный блок
2	Средства двусторонней связи с лагерем (радиоустройство с антенной и блоком питания).	-	2
3	Спутниковая связь, Радиостанция «Корал» Сотовая связь	-	1 5

1.15. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника

1.15.1. Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов

Проектируемая скважина, в соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024г.) относятся к опасным производственным объектам.

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

– соблюдать требования промышленной безопасности;

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

– проводить обследование и диагностирование производственных зданий, технологических сооружений;

– проводить экспертизу технических устройств, отработавших нормативный срок службы, для определения возможного срока их дальнейшей безопасной эксплуатации;

– допускать к работе на опасных производственных объектах должностных лиц и работников, соответствующих установленным требованиям промышленной безопасности;

– предотвращать проникновение на опасные производственные объекты посторонних лиц;

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

– информировать незамедлительно территориальный уполномоченный орган об авариях;

– проводить анализ причин возникновения аварий, инцидентов, осуществлять мероприятия, направленные на предупреждение и ликвидацию вредного воздействия опасных производственных факторов и их последствий;

– механизмы, детали, приспособления и элементы оборудования, с потенциальным источником опасности для работающих, поверхности ограждающих и защитных устройств окрашиваются в сигнальные цвета.

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

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

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

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

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

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

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

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

– должностные лица, ответственные за безопасное производство работ на опасных производственных объектах, а также работники, выполняющие работы на них, – ежегодно с предварительным обучением по десятичасовой программе;

– технические руководители, специалисты и инженерно-технические работники – один раз в три года с предварительным обучением по сорокачасовой программе, а программы обучения работников утверждаются организацией, аттестованной на право подготовки, переподготовки специалистов, работников в области промышленной безопасности проверке знаний подлежат все лица, занятые на опасных производственных объектах.

Обучение работников опасных производственных объектов и прием экзаменов могут производиться в учебной организации, имеющей аттестат, предоставляющего право на подготовку, переподготовку специалистов, работников в области промышленной безопасности.

Результаты проверки знаний оформляются протоколом.

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации аварий предприятием разрабатывается план ликвидации аварий с учетом мероприятий по спасению людей, действия людей и аварийно-спасательных служб. План проводимых учебных тревог и противоаварийных тренировок должен быть согласован с территориальным подразделением уполномоченного органа.

План ликвидации аварий утверждается руководителем предприятия и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

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

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

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

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

– соблюдать требования промышленной безопасности;

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

– проводить обследование и диагностирование производственных зданий, технологических сооружений;

– проводить экспертизу технических устройств, отработавших нормативный срок службы, для определения возможного срока их дальнейшей безопасной эксплуатации;

– допускать к работе на опасных производственных объектах должностных лиц и работников, соответствующих установленным требованиям промышленной безопасности;

– предотвращать проникновение на опасные производственные объекты посторонних лиц;

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

– информировать незамедлительно территориальный уполномоченный орган об авариях;

– проводить анализ причин возникновения аварий, инцидентов, осуществлять мероприятия, направленные на предупреждение и ликвидацию вредного воздействия опасных производственных факторов и их последствий;

– механизмы, детали, приспособления и элементы оборудования, с потенциальным источником опасности для работающих, поверхности ограждающих и защитных устройств окрашиваются в сигнальные цвета.

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

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

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

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

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

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

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

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

– должностные лица, ответственные за безопасное производство работ на опасных производственных объектах, а также работники, выполняющие работы на них, – ежегодно с предварительным обучением по десятичасовой программе;

– технические руководители, специалисты и инженерно-технические работники – один раз в три года с предварительным обучением по сорокачасовой программе, а программы обучения работников утверждаются организацией, аттестованной на право подготовки, переподготовки специалистов, работников в области промышленной безопасности проверке знаний подлежат все лица,

занятые на опасных производственных объектах.

Обучение работников опасных производственных объектов и прием экзаменов могут производиться в учебной организации, имеющей аттестат, предоставляющего право на подготовку, переподготовку специалистов, работников в области промышленной безопасности.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Запрещается:

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

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

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

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

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

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

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

1.15.1.1 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

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

– планировать и проводить мероприятия по повышению устойчивости своего функционирования и обеспечению безопасности работников и населения;

– предоставлять в установленном порядке информацию, оповещать работников и население об угрозе возникновения или о возникновении чрезвычайных ситуаций;

– обучать работников методам защиты и действиям при чрезвычайных ситуациях в составе невоенизированных формирований, создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях;

– проводить защитные мероприятия, спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций на подведомственных объектах производственного и социального назначения и на прилегающих к ним территориях в соответствии с утвержденными планами;

– осуществлять производственный контроль за соблюдением требований по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций;

– представлять в уполномоченный орган Республики Казахстан по пром. Безопасности и в территориальное подразделение уполномоченного органа декларацию безопасности промышленных объектов, в порядке и по форме, утвержденной Правительством Республики Казахстан;

– разрабатывать мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (контроль обстановки, прогнозирование и оповещение об угрозе аварий, бедствий и катастроф, могущих привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, обучение специалистов и защитные мероприятия);

– не допускать нарушений требований безопасности производственной и технологической дисциплины, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций;

– информировать население и организации о прогнозируемых и возникших чрезвычайных ситуациях, мерах по их предупреждению и ликвидации;

– заблаговременно определять степень риска и вредности деятельности предприятия;

– проводить спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций, оказывать экстренную медицинскую помощь; формировать резервы финансовых и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий.

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

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

– разработка перспективных и текущих планов по защите населения, населенных пунктов и объектов хозяйствования от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и планов действий по их ликвидации;

– комплекс мероприятий по повышению устойчивости функционирования объектов хозяйствования и обеспечению безопасности рабочего персонала в чрезвычайных ситуациях;

– создание и поддержание в постоянной готовности локальных систем оповещения;

– планирование застройки территорий с учетом возможных наводнений, селей, оползней и других опасных экзогенных явлений;

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

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

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

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

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

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

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

Инженерно-технические мероприятия Гражданской обороны разрабатываются и проводятся заблаговременно.

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

К спасательным и неотложным работам относятся поисково-спасательные, горноспасательные, газоспасательные работы, а также работы, связанные с тушением пожаров и ликвидацией медико-санитарных последствий чрезвычайных

ситуаций, и другие специальные работы, проводимые в чрезвычайных и аварийных ситуациях.

В Республике Казахстан аварийно-спасательные службы и формирования создаются:

– на постоянной штатной основе - профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования;

– на добровольных началах - добровольные аварийно-спасательные формирования, которые создаются из числа своих работников в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

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

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

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

Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасных условий труда включают:

– при поступлении на работу, трудящиеся проходят предварительный медицинский осмотр, а в дальнейшем - периодические медосмотры, согласно приказа исполняющего обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 октября 2020 года № ҚР ДСМ-131/2020 «Об утверждении целевых групп лиц, подлежащих обязательным медицинским осмотрам, а также правил и периодичности их проведения, объема лабораторных и функциональных исследований, медицинских противопоказаний, перечня вредных и (или) опасных производственных факторов, профессий и работ, при выполнении которых проводятся предварительные обязательные медицинские осмотры при поступлении на работу и периодические обязательные медицинские осмотры и правил оказания государственной услуги "Прохождение предварительных обязательных медицинских осмотров»;

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

– на все производственные профессии будут разработаны «Инструкции по безопасности и охране труда»;

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

Санитарные нормы и правила.

Необходимо учитывать санитарные правила и нормы при проведении следующих работ:

− Строительно-монтажные работы
− Бурение скважины
− Испытание скважины
− Тампонажные работы

С целью обеспечения охраны труда, здоровья персонала, технической безопасности и надежности оборудования, применяемого при строительстве скважины и в целом объекта работ, проектом предусматривается в соответствии с действующим законодательством, «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (приказ МИР РК, №355 от 30.12.2014г.), строгое соблюдение требований и мероприятий следующих нормативно-технических документов, действующих в нефтегазовой отрасли промышленности Республики Казахстан.

Табл. 1.15.1 Санитарные нормы и правила

№ п/п	Наименование нормативного документа	Объект применения и вид работ
1	2	3
1	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (приказ МИР РК, №355 от 30.12.2014г.).	Все виды работ на объекте Цикл строительства скважины (монтаж, бурение, испытание)
2	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (утвержденного совместным приказом №200 Министра энергетики РК от 22.05.2018г.)	Ликвидация и консервация скважин
3	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы». Классификация.	Оборудование, процессы, инструкции
4	Допустимые уровни звука «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15	Оборудование, процессы, инструкции
5	Санитарно-эпидемиологические правила и нормы «Санитарно-эпидемиологические требования к воздуху производственных помещений» от 14.07.2005 г. №355	-------- « -------
6	Приложение 5 (Допустимые уровни вибрации) к санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-13, приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции».	-------- « -------
7	ГОСТ 13862-2003 «Оборудование противовыбросовое» Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции	Комитет по техрегулированию и метрологии МИиТ РК
8	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-13, приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции».	Все виды работ на объекте
9	Гигиенические нормативы «Предельно допустимые концентрации и ориентировочные безопасные уровни вредных веществ в воздухе рабочей зоны» от 03.12.04г. № 841.	Оборудование, процессы, инструкции

Табл. 1.15.2. Основные требование и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
1.	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.
2.	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентировано «Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты». Согласно указанным документам, весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.
3.	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады опробования для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты – противогазами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) – 120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 24000-26000мг/м^3 (по бензолу).
4.	Учитывая, что в процессе бурения, работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями «Гигиенических нормативов уровней шума на рабочих местах» и «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям работы с источниками вибрации» по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения шума и вибрации.
5.	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться а также соблюдать «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-13, приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», «Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий», «Правила устройства электроустановок (ПУЭ-86)», «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон».

Продолжение таблицы 1.15.2

1	2
6.	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок и неотапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производиться с учетом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыва- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категории взрыва- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
7.	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источников света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники промышленных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
8.	В соответствии с СНиП-2-82 «Вспомогательные задания и помещения промышленных предприятий» и РД 39-22-719-82 «Нормативы санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин, строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями.

1.15.2. Защита от шума и вибрации

Замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов производить по плану исполнителя работ (владельца оборудования). Уровень звукового давления согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к объектам промышленности», приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-13, приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции».

Основными источниками шума на буровой площадке являются оборудование бурильной установки, установка для приготовления цементных

растворов, насосы бурового раствора, центрифуга, вибросита, платформа дегазатора, дизель-генераторы, подъемные механизмы, транспортные средства и др. (действительные замеры уровня шума будут проводиться в разных местах на буровых установках с помощью шумомера после монтажа станка на месте). Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории буровой следует принимать в соответствии с документом «Шум. Общие требования безопасности».

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

Основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

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

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

– широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;

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

– изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);

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

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

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

Табл. 1.15.3 Средства коллективной защиты от шума и вибрации

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

Принятые технологические решения обеспечивают допустимый уровень звука (шума) на рабочих местах не выше 80дБ (согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к объектам промышленности», приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ–13, приложение 4, «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции». 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).

1.15.3. Освещение оборудования рабочих мест

Проектом устанавливаются нормы электрического освещения оборудования рабочих мест, территории, согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к объектам промышленности», приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-13, следующего значения

Табл.1.15.4 Нормы естественного освещения в помещениях

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

Если невозможно обеспечить нормированные значения КЕО, допускается дополнительное освещение отдельных участков помещений светильниками с люминесцентными лампами. В таких случаях нормированные значения КЕО могут быть снижены не более чем на 50%.

1.15.4. Средства индивидуальной защиты

Для защиты персонала от воздействия ОВПФ и травмоопасных ситуаций проектом предусматривается обеспечение членов бригады по «Отраслевым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и др. средств индивидуальной защиты работникам предприятия нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» утвержденной Министерством труда и социальной защиты населения РК 11.07.2008г.№177-П.

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

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

Назначение

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

одобренного буровой организацией для закупки.

Сфера применения

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

Определение терминов

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

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

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

Роли и обязанности

Все сотрудники:

– Соблюдают требования настоящей инструкции и рекомендации изготовителя.

– Проводят визуальные проверки СИЗ ежедневно или непосредственно перед их использованием.

– 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, но не в ущерб эффективности защиты.

Обязательное использование СИЗ:

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

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

а) каска

б) защитные очки

в) защитная обувь

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

Утвержденный список защитного оборудования

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

Соответствие СИЗ определенным видам опасных факторов

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

Требования, предъявляемые к посетителям

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

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

Замена СИЗ

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

Средства защиты головы

Общие положения

Каски предохраняют голову от воздействия и проникновения, падающих или летящих предметов, а также от удара током, если каска изготовлена из

токонепроводящего материала. Каски должны отвечать требованиям ГОСТ 12.4084-2000 Казахстанских стандартов.

Общие требования по использованию касок:

Запрещается изменять конструкцию внутренней оснастки каски. Несущая лента всегда должна быть застегнута соответствующим образом. Нельзя использовать пустое пространство меж корпусом каски и несущей лентой для хранения перчаток, сигарет, 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 разрешается использование только защитных очков, защитных лицевых щитков и шлемов сварщиков, отвечающих требованиям стандарта РК "Защита глаз и лица" или иных признанных казахстанских стандартов.

Очки для защиты от воздействия химических веществ и закрытые защитные очки

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

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

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

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

Защитные лицевые щитки

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

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

Очки сварщика

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

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

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

Запрещается их использование вместо очков для защиты от воздействия химических веществ.

Шлем сварщика

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

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

Рекомендуется использовать шлемы с откидывающимся вверх стеклом

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

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

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

Для чистки стекол необходимо использовать мягкую или неабразивную ткань.

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

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

Замена оборудования

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

Средства защиты рук

Общие положения

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

Типы защитных перчаток

Выбираемый тип защитных перчаток должен максимально предохранять руки от опасных факторов, но при этом обеспечивать свободу движений для

проведения работ. Сначала необходимо определить потенциально опасные факторы, характерные для проводимых работ, после чего выбрать соответствующий тип перчаток:

Перчатки с кожаными накладками

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

Непроницаемые перчатки (из неопрена, поливинилхлорида, нитрила)

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

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

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

Хлопчатобумажные перчатки

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

Латексные перчатки

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

Одноразовые перчатки

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

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

Различные типы защитных перчаток

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

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

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

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

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

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

Проверка состояния защитных перчаток

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

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

Чистка и уход

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

Защитная одежда

Общие положения

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

Непроницаемая защитная одежда

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

кислотными или коррозирующими материалами, или жидкими углеводородами. Непроницаемую защитную одежду требуется использовать при открытии линий, вскрытии оборудования, а также во время проведения работ, при которых возможно разбрызгивание коррозирующих или углеводородных материалов. Непроницаемую защитную одежду требуется использовать в условиях повышенной влажности, при проведении ремонтных работ, когда возможно воздействие коррозирующих материалов, а также при очистке резервуаров от жидкого материала. Порванная или поврежденная защитная одежда должна быть незамедлительно заменена на новую.

Одноразовые комбинезоны и костюмы

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

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

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

Защитные фартуки

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

Опознавательные жилеты

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

Защитная обувь

Общие положения

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

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

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

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

а) теннисные и тряпичные туфли

б) ботинки с глубоким протектором

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

г) туфли на высоком каблуке

д) сандалии и босоножки

е) обувь с тонкой или сильно изношенной подошвой.

Не допускается работать и находиться во взрывопожароопасных помещениях и на площадках в обуви со стальными гвоздями или подковками.

Требования, предъявляемые к защитной обуви

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

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

Право на получение защитной обуви

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

Резиновые сапоги

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

Аварийные души и пункты для промывания глаз

Общие положения

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

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

аварийными переносными душами.

Требования к аварийным душам и пунктам для промывания глаз

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

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

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

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

Ответственность за исправное техническое состояние

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

Требования к пересмотру инструкции

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

Инструкция должна пересматриваться через каждые 5 лет и при введении в применениях новых правил.

Табл. 1.15.5. Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Потребное количество для бригады буровой
1	2	3	4
	Спецодежда:		
1	Костюм из смесовых тканей и материалов с масло водоотталкивающей пропиткой на утепленной прокладке, зимний.	Европейский стандарт EN-531	Всем работающим
2	Костюм из смесовых тканей и материалов с масло водоотталкивающей пропиткой, летний	То же	То же
3	Сапоги кирзовые	ГОСТ 5394-89	То же
	сапоги кожаные утепленные (зимой);	-	То же
	сапоги резиновые	ТУ 38.306004-95	То же
4	Перчатки защитные с полимерным покрытием и крагами	EN-531	То же
5	Рукавицы нефтеморозостойкие	EN-531	То же
6	Каска защитная с подшлемником	ТУ 13-983-93	То же
7	Очки защитные ЗН56	ТУ 92.0480.565-002-90	Для работающих с хим. реагентами(4шт.)
8	Фартук прорезиненный		то же (2шт)
9	Наушники противошумные СОМ3-1	ТУ 25-1924-003-88	Машинистам бур. уст.
10	Пояс предохранительный для верхового рабочего	ТУ 39-1400-89	4
11	Респиратор противоболевой У-2К		Всем работающим
12	Противогаз фильтрующий ПФМГ-96 с коробками В; КД		То же
13	Портативные анализаторы H_2S		12
14	Дыхательные аппараты с комбинезоном	Импортное	6
15	Шкаф-аптечка		1
16	Модульная система жизнеобеспечения с набором средств автономной и неавтономной защиты дыхания, комплект:	MATISEC	1
16.1	- контейнер размером 6,05 х 2,44 х 2,6м	то же	1
16.2	- воздушный компрессор производительностью 190 л/мин.	то же	1
16.3	- портативный анализатор H_2S и CO_2	Solotox H_2S	1
16.4	- портативный индикатор взрываемости H_2S на батареях	Solotox 200	1

Продолжение таблицы 1.15.5.

1	2	3	4
16.5	- портативный индикатор взрываемости H_2S на батареях с электрическим насосом, звуковой и световой сигнализацией	Solo 200	1
16.6	- автоспасатель H_2S с панорамной маской и патроном A2B2250cc	MATISEC	4
	для концентрации H_2S в воздухе до 3%		
16.7	- антенна скорой помощи	MATISEC	1
16.8	- реанимационный мешок с двумя баллонами кислорода (по 2л каждый), с редуктором, расходомером, маской	MATISEC	1
17	Средства защиты от поражения электрическим током	Количество и виды определяются в соответствии с ПТЭ и ПТБ электрических установок потребителей	

1.15.5. Обустройство временных объектов при проведении работ

Проектом предусматривается обустройство временных объектов: вахтового поселка и промышленной зоны.

Концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) и на территории близлежащего пункта ниже нормативных требований.

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу по утвержденным методикам и соответствии с классификации производственных объектов и сооружений. Согласно этому документу размер санитарно-защитной зоны объекта по добыче и разведки нефти составляет не менее 1000 м.

Вахтовый поселок. Проектом предусматривается обустройство вахтового поселка для 80 человек на территории работ. Организация поселка будет осуществляться на основе международных требований и требованиям законодательства Республики Казахстан.

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

1. *Электроснабжение вахтового поселка*. Вблизи вахтового поселка отсутствует государственная сеть электрокоммуникаций. Система энергоснабжения состоит из двух дизельных (1 запасной) генераторов.

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

- Гидравлический подъемник (автокран 25тн);
- Бульдозер
- Автоцистерна для воды (Камаз или Урал);
- Вахтовая (Урал 4320);
- Цементировочный агрегат;
- Цементно-смесительная машина;
- Полноприводный легковой автомобиль;
- Грузовые машины полуприцепы ЧМЗАП (20тн) и УРАЛ (16)
- ППУ

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

- Буровой установки ZJ-50;
- Система энергоснабжения;
- Склада ГСМ для дизтоплива;
- Емкостей для технической воды;
- Блоков для приготовления бурового раствора;
- Блоков для отстаивания буровых сточных вод;
- Площадки ремонтно-мастерской;
- Насоса перекачки топлива;
- Насосной установки буровой;
- Пожарного устройства;
- Платформ и площадок промышленной зоны.
- Склад для хим. реагентов, буровых оборудовании и т.д.
- Вагон-домики для рабочего персонала

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

- Устройство вахтового поселка по расчетной численности мест жилья, отдыха, душевой, шкафами для хранения спецодежды, умывальниками, туалетами, закрытой системой канализации;
- Устройство емкости для хранения пресной воды с герметичным люком и устройством для отбора проб воды, а также кипятильников (типа «Титан») для круглосуточного обеспечения кипяченой водой;
- Устройство склада для продуктов с холодильниками;

- Устройство мест для сбора, утилизации отходов, мусора не менее 30 м от мест проживания;
- Обеспечение сменными спальными принадлежностями;
- Обеспечение инвентарем для отдыха (телевизор, настольные игры, спортивный инвентарь);
- Обеспечение системами кондиционирования (вентиляции) и обогрева жилых и производственных помещений;

1.15.6. Средства контроля воздушной среды

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

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

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

Предусматривается также контроль газопоказаний бурового раствора методами ГИС.

Табл. 1.15.6. Средства контроля воздушной среды

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Автоматический сигнализатор газа от станции ГТК	1 комплект	БУ
2	Автоматическая стационарная система обнаружения горючих и токсичных газов со световой и звуковой сигнализацией у поста бурильщика, в будке бурового мастера, в насосном отделении типа DHS фирмы Геосервис или аналог;	комплект	У ротора – 1; в желобной системе – 1; у вибросит – 1; в насосном помещении-2; у приемных емкостей -2; в помещении отдыха персонала -1; в служебном помещении – 1; в шахте – 1.
3	Газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или его аналог.	1	БУ
4	Бумажные индикаторы, пропитанные ацетатом свинца	Для всех работающих	БУ

Примечание: допускается замена приборов контроля воздушной среды зарубежными или

отечественными аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

1.15.7. Мероприятия по промышленной санитарии

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

Производственные помещения должны иметь:

– удобные и безопасные входы и выходы;

– твердый, ровный пол, удобный для очистки и ремонта;

– размещение оборудования, позволяющее производить беспрепятственный и безопасный осмотр, обслуживание, ремонт, монтаж и демонтаж;

– устройства для естественного освещения и проветривания;

– искусственное освещение по нормам «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

При бурении скважины предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество технического персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 80 человек (в одну смену – 40 человек).

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

Состав санитарно-бытовых помещений определяется в соответствии с группой производственных процессов по классификации, в составе которой заложены признаки загрязнения тела и спецодежды (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-13 приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»).

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. Вахтовый комплекс находится на расстоянии не менее 1000м от буровой установки, в его состав входит: 8 жилых вагонов для персонала обслуживающие буровые работы общей вместимостью 80 человек (в одну смену - 40 человек), душевая/прачечная, туалет.

Для 1 рабочей смены (40 человек) - 6 душевых сеток, 8 умывальника согласно табл. 1.15.9 (Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-13, приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»., продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 20 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека – 1 отделения.

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

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

1. Водоснабжение

Питьевая вода завозится в пластиковых бутылях объемом 18,9 литров, вода для бытовых нужд - автоцистернами из близлежащего источника. Расчет расхода воды выполнен в соответствии со СНиП 2.04.01-85 (см. раздел 2 «ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА»).

2. Вентиляция

а) Вагончики оборудуются системой кондиционирования воздуха – кондиционерами из проекта, что площадь вагончика 14м^3. Вагон мастера приспособлен для жилья, укомплектован компьютером.

3. Отопление.

Санитарно-бытовые помещении должны соответствовать всем требуемым условиям, в том числе входными тамбурами, раздевалками и другими помещениями, отвечающими Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-13, приложение 4. «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции».

На объектах общественного питания должны быть предусмотрены бытовые помещения в соответствии с санитарным правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 17 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-16.

Табл.1.15.7. Санитарно-бытовые помещения

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	Кол-во, шт.
1	2	3
1	Для буровой бригады: Вахтовый поселок в том числе:	на 70 мест
	вагон-столовая	2
	вагон-сушилка	1
	вагон-прачечная	1
	вагон-гостиница	1
	вагон-медпункт	1
	вагон-склад	2
	вагон-раздевалка	1
	вагон-дом (жилье)	8
2	Мастерская (обогрев, освещение)	1
3	Лаборатория (обогрев, освещение)	1
4	Генераторная установка для лагеря	2

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

Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

Вентиляция, отопление и кондиционирование воздуха производственных зданий и сооружений (включая помещения пультов управления, кабины крановщиков и др. изолированные помещения) проектируется из расчета обеспечения в рабочей зоне (на постоянных и непостоянных рабочих местах) во время проведения основных и ремонтно-вспомогательных работ метеорологических условий и содержания вредных веществ в воздухе, регламентируемых настоящими нормами («Санитарно-эпидемиологические правила и нормы», санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ,-13 приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции».

При естественной или механической вентиляции в производственных помещениях обеспечивается подача наружного воздуха на одного работающего в соответствии с табл.1.15.8.

Табл. 1.15.8. Минимальный расход наружного воздуха

Помещение с естественным проветриванием	Без естественного проветривания			Приточные системы
расход в м³/ч на человек	Расход			
	м³/ч на человек	об/ч	% общего воздухообмена, не более	
30* 20**	60	1	-	Без рециркуляции или с рециркуляцией при кратности воздухообмена 10 обменов в час и менее
	60 90 120	- - -	20 15 10	С рециркуляцией при кратности общего воздуха-обмена менее 10 обменов в час

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

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

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

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

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

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

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

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

Очистка от пыли наружного и рециркулируемого воздуха, подаваемого в помещения, должно быть предусмотрена:

– в системах кондиционирования;

– в системах воздушного душирования;

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

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

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

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

- 14°С при легкой физической работе;
- 12°С при работе средней тяжести;
- 8°С при тяжелой работе.

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

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

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

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

Табл. 1.15.9. Классификация производственных процессов

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

Продолжение таблицы 1.15.9.

1	2	3	4	5	6
3а	также вызывающие загрязнение, как правило, только рук	7	10	общие, 2 отделения	химчистка
3б	Вызывающие загрязнение тела и спецодежды	3	10	раздельные, 2 отделения	обезвреживание (в необходимых случаях, дезодорация, искусственная вентиляция мест охранения спецодежды) должны устанавливаться в ведомственных нормах
4	При производственных процессах с особыми санитарными или технологическими требованиями к качеству продукции, требованиями к организации хранения спецодежды, а также к обработке спецодежды и тела перед началом работы.				

Примечание: 1. При сочетании признаков различных групп производственных процессов тип гардеробных, душевые устройства и умывальники должны предусматриваться по группе с наиболее высокими требованиями, а спец бытовые и устройства - по суммарным требованиям.

2. При процессах группы 1а допускается при соответствующем обосновании душевые не предусматривать.

3. При любых процессах, вызывающих запыление спец. одежды и обуви, должны предусматриваться помещения и устройства для их обеспыливания.

4. В мобильных зданиях из блок-контейнеров допускается уменьшать расчетное количество душевых сеток до 60%.

1.15.8. Первичные средства пожаротушения

Планировка производственной площади должна обеспечить сток технологической жидкости от устья скважины, очистных устройств. Под силовым блоком и в насосном блоке предусматривается сбор и отвод отходов ГСМ. Бетонирование площадок предусматривается под основанием вышки, насосами и их приводами, дизельными эл/станциями. Для сбора пластового флюида при бурении испытании или ГНВП устанавливаются накопительные емкости в конце выкидных линий с ограждением (обозначением). Вокруг блоков хранения ГСМ устраивается обвалование соответственно объему хранения с установкой знаков пожарной опасности. Для пожарного водоснабжения используется напорная

емкость объемом не менее 50 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 в вахтовом комплексе (культ будке). Места установки должны иметь свободный доступ.

Комплектность первичных средств пожаротушения на 1 щите устанавливается БПП РК от 21 февраля 2022 года №55 и должна быть следующей:

Табл. 1.15.10 Первичные средства пожаротушения

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

В насосном блоке должен находиться переносной огнетушитель.

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

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

– запрещение курения и разведения открытого огня в производственных помещениях, под основанием буровой;

– отведение для курения специально оборудованных мест вне буровой;

– наличие на объекте “Табеля боевого расчета” и тренировки вахт, инструктаж по ППБ;

– запрещение использования пожарного оборудования, инвентаря для всех работ, кроме прямого назначения.

1.16. Список нормативно-справочных и инструктивно - методических материалов, используемых при принятии проектных решений и при в бурении скважин

Табл. 1.16.1. Список литературы

№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	**2**	3
Кодексы и Законы		
1	Экологический кодекс Республики Казахстан	№400-VI от 02.01.2021 г. (с изменениями и дополнениями от 24.06.2025 г.)
2	Кодекс Республики Казахстан "О здоровье народа и системе здравоохранения	N 360-VI от 07.07.2020 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2025 г.)
3	Кодекс Республики Казахстан "О недрах и недропользовании"	№125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.06.2025 г.)
4	Земельный Кодекс Республики Казахстан	№442-II от 20.06.2003 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.07.2025 г.)
5	Водный кодекс Республики	От 09.04.2025 г. №178-VIII (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2025 г.)
6	Закон Республики Казахстан "О гражданской защите"	№188-V от 11.04.2014 г
7	Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения	№219-I от 23.04.1998 г
8	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях»	Астана, 16 мая 2014, №202-V
Нормативные документы		
9	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239
10	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Приказ МИР РК от 30.12.2014 №355
11	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200
12	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов	Приказ МИР РК от 30.12.2014 г. №359 (с изменениями и дополнениями от 26.01.2025 г.)
13	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением	Приказ Министра по ЧС РК от 06.05.2022 г. №148
14	Правила идентификации опасных производственных объектов	Приказ МИР РК от 30.12.2014 №353

Продолжение таблицы 1.16.1

1	2	3
15	Технический регламент "Общие требования к пожарной безопасности"	Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 17.08.2021 г. №405
16	РД-39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ»	Руководящий документ
17	РД 39-0148052-518-86. Временная инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ	Руководящий документ
18	Правила осуществления государственного мониторинга недр	Приказ Министра по инвестициям и развитию РК от 05.05.2018 г. №312
19	Методические рекомендации по приготовлению, утяжелению и химической обработке бурового раствора	Приказ Комитета по ЧС и промбезопасности РК от 22.10.2010 г. №34
20	Радиационный контроль на объектах строительства, предприятиях стройиндустрии и строительных материалов	СП РК 2.04-109-2013
21	СТ РК ISO 10416-2012 Промышленность нефтяная и газовая. Растворы буровые. Лабораторные испытания.	Стандарт РК
22	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих горные и геологоразведочные работы	Приказ Министра по инвестициям РК от 30.12.2014 г. №352 (с изменениями и дополнениями от 04.08.2023 г.)
23	РНД 03.3.0.4.01–96 «Методические указания по определению уровня загрязнения компонентов окружающей среды токсичными веществами отходов производства и потребления», утвержденное Министерством экологии и биоресурсов РК.	Вице-министр экологии и биоресурсов от 29.08.1997 г., г. Алматы
24	Отдельные методические документы в области охраны окружающей среды	Приказ Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.11.2010 г.
25	Отдельные методические документы в области охраны окружающей среды	Приказ Министра ОС и ВР РК от 12.06.2014 г. №221-п.
26	СН РК 1.02-03-2011. Порядок разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство	Нур-Султан, 2022
Санитарные правила		
27	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (приказ МИР РК, №355 от 30.12.2014г.).	Все виды работ на объекте Цикл строительства скважины (монтаж, бурение, испытание)
28	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, утвержденного совместным приказом №200 Министра энергетики РК от 22.05.2018г. (с изменениями по состоянию на 17.12.2024 г.)	Ликвидация и консервация скважин

Продолжение таблицы 1.16.1.

1	2	3
29	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы». Классификация.	Оборудование, процессы, инструкции
30	Допустимые уровни звука «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15 (с изменениями от 05.05.2025 г.)	Оборудование, процессы, инструкции
31	Санитарно-эпидемиологические правила и нормы "Санитарно-эпидемиологические требования к воздуху производственных помещений" от 14.07.2005 г. №355 (с изменениями от 16 янв. 2026 г.)	-------- « -------
32	Приложение 5 (Допустимые уровни вибрации) к санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» приказ приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-13, приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции». (с изменениями от 22.04.2023 г.)	Все виды работ на объекте
33	ГОСТ 13862-2003” Оборудование противовыбросовое” Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции	Комитет по техрегу-лированию и метрологии МИиТ РК
34	Гигиенические нормативы «Предельно допустимые концентрации и ориентировочные безопасные уровни вредных веществ в воздухе рабочей зоны» Приказ Министра здравоохранения РК от 18.02.2025 № 10	Оборудование, процессы, инструкции
ГОСТы		
35	ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и общие технические требования к конструкции.	Международный стандарт
36	ГОСТ 33696-2015 Растворы буровые. Лабораторные испытания	Международный стандарт. Введен в РК с 01.07.2017 г.
37	ГОСТ 13846-2003 Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Международный стандарт
38	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности	Международный стандарт. Введен в РК с 01.01.2016 г.
39	ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия	Москва, 1982г.
40	ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая. Гигиенические требованиями контроль за качеством».	Москва 1982г.
41	СТ РК 1150-2002 Электромагнитные поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля	Государственный стандарт РК
42	СТ РК 1151-2002 Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни и требования к проведению контроля	Государственный стандарт РК

Продолжение таблицы 1.16.1.

Справочная литература		
43	«Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин». Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин.	Москва, Недра, 2000г.
44	РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин	Москва, 2000г.
45	Спутник буровика. Справочник. Том 1, 2. А.И.Булатов, С.В.Долгов.	Москва, Недра, 2006г.
46	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые	Москва, ЦБНТ Москвы, 2000г.
47	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.	Москва, НИИтруда, 1987г.
48	РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважины на нефть и газ на суше	НПО Буровая техника, Москва, 1994г.
49	РД 39-3 819-82. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин	Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983г.
50	РД (39-7/10001-89). Инструкция по расчету бурильных труб для нефтяных и газовых скважин	Москва, 1999г.
51	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность	Москва, 1999г.
52	РД 39-0147014-217-86. Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб	Москва, 1999г.
53	РД (39-013-90). Инструкция по эксплуатации бурильных труб	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990г.

РАЗДЕЛ 2.

2. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

2.1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1.1. Водоснабжение

РАСЧЕТНАЯ ПОТРЕБНОСТЬ В ТЕХ. ВОДЕ, М³/СУТ	объем запасных емкостей для воды, м³	НЕОБХОДИМО ЛИ (ДА, НЕТ)				ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ВОДОСНАБЖЕНИЯ				ХАРАКТЕРИС-ТИКА ВОДОПРОВОДА	
		Бурить скважину для водо-снабжения	строить водопровод	Подключить водопровод к источнику	Подвозить воду цистернами	Наименование (магис. одовод., водозабор арт. скважина и т.д.)	Месторасположение	Рабочий расход	Расстояние до буровой, км	Диаметр, мм	Длина ,м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Для питьевых-0,184	7,6	Нет	Нет	Нет	Да	Привозная* (бутилированная)	г.Атырау, г.Кульсары	-	400 / 220	-	-
Для хозбытовых нужд-11,82	20										
Для технических нужд при бурении и креплении – 19,28 при испытании)–22,92	40	Нет	Нет	Нет	Да	Привозная*	г.Кульсары, промбазы НГДУ «Жылоймунайгаз»	-	240/ 10	-	-

Примечание: *Для питьевых нужд, а также для приготовления пищи, обязательна к употреблению, только бутилированная вода (в пластиковых бутылях объемом 18,9 литров). В ином случае на привозимую воду в цистернах необходимо ежедневно проводить лабораторный анализ, на пригодность к употреблению, с составлением акта, согласованного с Начальником буровых работ.

Табл. 2.2.2. Расчет расхода воды

Продолжительность работы	Количество, *чел*	Водопотребление		Водоотведение	
		$м^3$/сут.	$м^3$/цикл	$м^3$/сут.	$м^3$/цикл
Строительно-монтажные работы	56	8,40	67,20	8,40	67,20
Подготовительные работы	64	9,60	28,80	9,60	28,80
Бурении и креплении	80	12,00	1302,00	12,00	1302,00
Демонтаж БУ и монтаж БУ для испытание, мобилизация БУ	40	2,88	69,12	2,88	69,12
Освоение (УПА 60/80)	16	5,00	144,00	5,00	144,00
Непредвиденные расходы	5%		80,56		
Всего на скважину			**1691,68**		**1691,68**

Примечание: Расчет норм водопотребления и водоотведения производится согласно, СНиП 4.01.02-2009 (с изменениями и дополнениями от 05.03.2016г.)

2.2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Табл. 2.2.1 Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт, час	Заявляемая мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии, квт		
	Системы электроснабжения буровой	Трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанция и т.д.)	расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВт	Подземный (подводный) кабель, кВт	длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
-	-	-	G12V190PZLG-3 – 3шт	-	-	810	-

Линии электропередач: Распределение электроэнергии осуществляется по кабельным линиям

Табл. 2.2.2 Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, ZJ-40т			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, кг	База снабжения ГСМ	
Продолжительность работы	в том числе			наименование	расстояние до буровой, км
	ГОСТ 305-82 Дизельное топливо	ГОСТ 305-82 Моторное масло			
1	2	3	4	5	6
При СМР	19,07	0,08	155,476		
При подготовительных работах	6,38	0,02			
При бурении и креплении (основной вариант)	804,99	2,95			
Демонтаж БУ и монтаж БУ для испытания	4,15	0,03			
При испытании	75,43	0,29			

2.3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Табл. 2.3.1. Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организации-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительство персонала (в том числе на территории заказчика, подрядчика,		Номер маршрута	Характеристика маршрута						
			Общая протяженность, км	Пункты следования по маршруту	Расстояние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, речной, морской, железнодорожный, авиа: вертолет, самолет)	Наземные пути подвоза		
Наименование организации, промбаз, карьера и т.д.	Пункт						тип дороги (асфальтированная, грунтовая и т.д.)	вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
База УБР центральный тех. склад	г. Атырау	1	-	ZJ-50 с ВСП или (SL-2500)	400	Авто	-	Авто	-
Каротажная партия, вахта	г. Атырау	2	-	г. Атырау- Буровая	400	Авто	-	Авто	-

Вывоз отходов бурения	Буровая	3	-	Буровая -согласно договору	-	Авто	-	Авто	-

Табл. 2.3.2 Расстояние перевозок грузов, пробега специальных машин, агрегатов и вахт

Наименование грузов и материалов	Период завоза	Вид транспорта	Пункты отправки и назначения, названия промбаз, карьеров		Расстояние, км	
			от	до	всего	в т.ч. бездорожье, грунтовая дорога, морской путь
1	2	3	4	5	6	7
ZJ-40 с ВСП или аналог (ZJ-50) грузоподъемностью не менее 225 тн						
Трубы бурильные, обсадные насосно-компрессорные	-	Авто	г. Атырау	буровая	400	-
Долота, ФА, зап. части к буровому оборудованию	-	Авто	г. Атырау	буровая	400	-
Бентонитовый порошок, химреагенты, утяжелитель, цемент	-	Авто	г. Атырау	буровая	400	-
ГСМ (нефтебаза)	-	Авто	г. Атырау	буровая	400	-
Вода питьевая (бутилированная)	-	Авто	Атырау/ Кульсары	буровая	400/220	-
Вода техническая		Авто	завоз с г.Кульсары	буровая	220	
Буровой шлам, отработанный буровой раствор, сточные воды	-	Авто	Согласно договору	буровая	-	-
Обслуживающий персонал	-	Авто	г. Атырау	буровая	400	-
Каротажная партия (оборудование)	-	Авто	г. Атырау	буровая	400	-
Буровая бригада и обслуживающий	-	Авто	г. Атырау	буровая	400	-

персонал (через 15дней)							

Табл. 2.3.3 Перевозка вахт

№№	Бригада	Продолжительность работ, сут.	Продолжительность вахты, сут.	Количество смен	Численность вахты, чел.	Количество рейсов		Время в пути	
						на одну смену	общее	на 1 рейс туда-обратно	общее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доставку вахт осуществляет буровой подрядчик									

РАЗДЕЛ 3.

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

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

3.1.1 Основные требования по технике безопасности

1. Производство работ по строительству скважины осуществляется в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (Астана, МИР РК от 30.12.2014г. №355. с изменениями и дополнениями от 14.07.2023 г), Законом РК «О гражданской защите (г. Астана 11.04.2014г с изменениями и дополнениями от 01.07.2023 г).

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

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

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

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

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

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

8. Типовая схема противовыбросового оборудования принимается проектной документации согласно государственным стандартам.

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

работы комиссии направляется в территориальный уполномоченный орган в области промышленной безопасности за 5 календарных дней до начала работы комиссии.

10. Буровая организация должна иметь в наличии проект на строительство скважины, геолого-технический наряд на производство буровых работ, основную техническую документацию на буровое оборудование, акты испытаний проведенных после окончания монтажных работ вышки согласно инструкции завода-изготовителя, эскиз компоновки низа бурильной колонны, схему монтажа бурового оборудования, схемы коммуникаций, электросетей и заземляющих устройств. Готовность к пуску оформляется актом.

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

12. На буровой необходимо иметь следующую документацию:

- буровой журнал;
- журнал проверки состояния техники безопасности;
- журнал проверки оборудования и предохранительных устройств;
- журнал огневых работ;
- удостоверения по технике безопасности и медицинские книжки;
- схемы монтажа противовыбросового оборудования;
- вахтовый;
- геологический;
- параметров бурового раствора;
- учета долива при спуско - подъемных операциях (СПО) и расходов химических реагентов;
- учета моточасов работы дизелей;
- измерения бурильной колонны;
- отработки долот;
- наработки талевого каната;
- учета потребления технической воды и буровых промышленных стоков;
- контроля воздушной среды;

Кроме того, на БУ должны быть «Оперативные планы за живучесть» (по борьбе с пожаром, нефтегазопроявлением).

3.1.2 Основные требования пожарной безопасности

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

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

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

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

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

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

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

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

Классификация помещений и открытого пространства объекта по классу взрывоопасности согласно Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности

Табл. 3.1.1. Класс взрывоопасности

№№ пп	Помещения и пространства	Класс
1	2	3
1	Закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легковоспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможен выход и накопление паров нефти или горючего газа, огороженные под роторные пространства буровых установок.	Зона 0 (В-1)
2	Открытые пространства радиусом 1,5м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы.	Зона 0 (В-1)

Продолжение таблицы 3.1.1

3	Пространство внутри открытых и закрытых технических устройств, и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества.	Зона 0 (В-1)
4	Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.	Зона 0 (В-1)
5	Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования. Закрытые помещения насосных для сточных вод.	Зона 1 (В-1а)
6	Открытые пространства: - радиусом 1,5м от зоны 0 по п.2 и радиусом 3,5м от зоны 0; - вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстояниями 3м во все стороны; - вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3м; - вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3м во все стороны.	Зона 1 (В-1а) Зона 2 (В-1г) то же то же
7	Пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом под роторным пространством.	Зона 2 (В-1г)
8	Полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура в пределах ограждения.	Зона 2 (В-1г)
9	Полузакрытые пространства, в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или легковоспламеняющиеся жидкости в пределах ограждения.	Зона 2 (В-1г)

1.2.10. Классификация взрывоопасных зон помещений и открытых пространств объектов нефтегазового комплекса производится на основании следующих критериев:

Зона 0 – пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа.

Зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа.

Зона 2 - пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее появления эта смесь присутствует в течение

непродолжительного периода времени.

3.2. Противофонтанная и газовая безопасность

3.2.1 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений

Перед вскрытием продуктивного горизонта или пластов с возможными флюидопроявлениями выполняются мероприятия по предупреждению аварий и инцидентов:

1) инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно ПЛА;

2) инструктаж персонала геофизической и подрядных организаций, работающих на территории буровой установки;

3) проверка состояния буровой установки, устьевого и ПВО, инструмента и приспособлений для герметизации скважины и ликвидации ГНВП;

4) проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ персонала;

5) проверка систем противоаварийной, противофонтанной и противопожарной защиты, маршрутов эвакуации персонала;

6) проведение учебных тренировок, тревог по графику, утвержденному техническим руководителем организации;

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

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

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

За 100 метров до вскрытия интервала продуктивных пластов составляется ПОР, акт готовности объекта и выполняются следующие мероприятия:

1) установка станции ГТИ при бурении и обнаружения признаков ГНВП;

2) обозначение опасной зоны и установке знаков безопасности на территории объекта, прилегающих дорогах, маршрутах передвижения, на опасных участках коммуникаций и пониженных местах рельефа местности, в охранной и СЗЗ;

3) проверка исправности приборов, контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ, средств для наблюдения метеорологических условий и подачи аварийной звуковой и световой сигнализации;

4) обработка рабочего и запасного объема промывочной жидкости нейтрализатором, ингибитором, в соответствии с параметрами указанными в проекте на строительство скважины;

5) проверка состояния устья, ПВО с трубными и срезающими плашками в режиме оперативной готовности;

6) проверка наличия на буровой запаса материалов и химических реагентов, для обработки промывочной жидкости в количестве не менее двух объемов скважины;

7) проверка наличия цементировочных агрегатов в постоянной готовности;

8) обеспечение на объекте транспорта для эвакуации;

9) определение маршрутов сбора и выхода работников из опасной зоны при аварийных ситуациях с учетом направления ветра;

10) проведение инструктажа по ПЛА с персоналом, оказанию медицинской помощи с регистрацией в журнале инструктажа под роспись;

11) получение разрешения руководителя работ на вскрытие продуктивного горизонта скважины.

Примечание: На месторождении вскрытие горизонтов имеющихся в составе пластового флюида сероводород не ожидается.

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.

Прямые и косвенные признаки раннего обнаружения ГНВП

Табл. 3.2.1. Нормы технологического режима

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

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

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

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

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

В) увеличение объема бурового раствора в приемной емкости.

Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

А) увеличение механической скорости или крутящего момента;

Б) повышение объема бурового раствора в приемной емкости.

Третье сочетание признаков (слабое проявление):

А) снижение плотности бурового раствора;

Б) увеличение содержание газа, воды 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.

3.2.2 Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

Плотность бурового раствора выбирается поинтервально в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (приказ МИР РК, №355 от 30.12.2014г. с изменениями и дополнениями от 14.07.2023 г), «Макетом рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

При вскрытии высоконапорных горизонтов необходимо проверить возможное поступление воды, нефти, газа в скважину из пласта. Для этого следует произвести контрольный подъем инструмента на 200-300м от забоя в башмак колонны или безопасную от прихвата зону, сделать технологическую остановку на 6-8 часов и промыть скважину в течение цикла. После этого спустить инструмент до забоя, промыть скважину по циклу с регистрацией параметров бурового раствора. При отсутствии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора можно произвести подъем инструмента. При наличии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора дальнейшие работы на скважине производятся по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия. При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасной от прихвата. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками, интервалы которых устанавливаются в зависимости от интенсивности разгазирования руководством бурового предприятия и записываются начальником (мастером) буровой в вахтовом

журнале. Работы по допуску инструмента проводятся по плану, утвержденному руководством бурового предприятия при непосредственном контроле со стороны ответственного ИТР.

Перед подъемом инструмента после отработки долота или проведения других технологических операций промыть скважину в течение одного цикла. Если параметры бурового раствора отличаются от предусмотренных ГТН, а также при различии параметров входящего и выходящего растворов, продолжить промывку до приведения раствора в соответствие с требованиями ГТН и выравнивания его параметров.

Замер параметров бурового раствора производится непрерывно станцией контроля процесса бурения (ГТК). При вскрытии и бурении продуктивной толщи плотность бурового раствора должна замеряться через 5мин до и после дегазатора. Результаты замеров заносятся в журнал.

3.2.3 Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении

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

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

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

При увеличении газосодержания в буровом растворе выше 5% по объему бурение прекратить, приступить к дегазации бурового раствора, довести раствор до требуемых параметров и продолжить углубление, для осуществления дегазации б/р БУ оснащена системой дегазации (вакуумные дегазаторы) согласно тех. спецификации.

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 признакам раннего обнаружения ГНВП. При обнаружении ГНВП приступить к его ликвидации. При наличии явления кольматации продолжить спуск.

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;
- запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный 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:

- бурильщик подает сигнал тревоги «Выброс» (длинный гудок)
- остановить вращение привода (ротора);
- поднять долото над 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.

Независимо от сроков и интенсивности работы ПВО до установки на устье скважины превенторы и фонтанная арматура в базовых условиях опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в паспорте с оформлением акта опрессовки.

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.

3.2.4 Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения

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

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

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

При получении «провала» инструмента без полного поглощения – бурение прекратить. Промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора до полного 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 давлениях 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.

3.2.5 Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО

Проведение СПО в бурении вызывает изменение давления в скважине вследствие движения колонны бурильных труб в ограниченном пространстве, заполненном буровым раствором. Значения, возникающих при этом колебаний давления нередко могут стать достаточными для гидравлического разрыва пластов или притока пластовых флюидов в ствол скважины. В результате возникают

газонефтеводопроявления, а также другие осложнения, связанные с нарушением прочности горных пород.

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

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

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

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

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

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

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

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

При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны

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

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

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

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

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

Запрещается начинать цементирование скважины при наличии признаков газонефтепроявления. Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки газонефтепроявлений, то цементирование необходимо продолжить при закрытых превенторах с регулированием противодавления в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодавлением в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО. Опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 1.9.17.

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

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

При вскрытых проявляющих горизонтах запрещается производить профилактические ремонты при полностью поднятом из скважины инструменте. Смена тормозных колодок, ремонт лебедки, центрирование вышки, замена двигателя, смена талевого каната и т.д. должны производиться при нахождении бурильного инструмента

у башмака технической колонны при закрытых превенторах и установленном шаровом кране. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен, то необходимо устанавливать отсекающий цементный мост по специальному плану. Запрещается длительное оставление без промывок необсаженной части ствола скважины при вскрытых проявляющих горизонтах. Периодичность промывок устанавливается руководством бурового предприятия.

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

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

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

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

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

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

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

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с требованием промышленной безопасности при взрывных работах.

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

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

Испытание 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 гидростатического давления в эксплуатационной НКТ производится посредством кольтюбинга, использования скважинных насосов, нагнетанием инертного или природного газа производится в соответствии с инструкциями по безопасному ведению работ, разработанными предприятием;
- работы по освоению скважины осуществлять после выполнения следующих работ;
- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление (см. табл.1.9.17)
- фонтанная арматура до установки на устье скважины опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное опрессовки эксплуатационной колонны;
- перед проведением ГРП на устье устанавливается задвижка ВД, проверенная до установки на прочность и герметичность в открытом и закрытом состоянии опрессовкой

на пробное давление фонтанной арматуры.

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

В комплекс работ по испытанию скважин допускается включать дополнительные промыслово-геофизические исследования и работы по искусственному воздействию на приствольную зону пласта (гидроразрыв, кислотная обработка) с внесением изменений в проектную документацию.

При глушении скважины создают гидростатическое динамическое давление (при вытеснении нефти из скважины жидкостью глушения), не превышающее давление гидроразрыва пласта или давление поглощения жидкости пластом.

5. Инженерно-технические мероприятия в области гражданской защиты при проектировании и строительстве объектов обустройства месторождения углеводородов должны обеспечивать меры по безопасному функционированию этих объектов, локализации и минимизации последствий возможных аварийных ситуаций и предусматривать:

1) расположение объектов НГМ с учетом безопасных расстояний;
2) обоснование выбору оборудования в части безопасной эксплуатации;
3) система сбора, подготовки и транспортирования продукции скважин, утилизация вредных веществ и попутного газа;
4) автоматизированную систему управления технологическим процессом (далее – АСУ ТП);
5) система противоаварийной защиты, блокировок, предохранительных и сигнальных устройств по предупреждению опасных и аварийных ситуаций;
6) средства автоматизированной системы контроля воздушной среды и сигнализации, для раннего обнаружения опасных факторов;
7) организация постоянной производственной и автономной системы аварийной связи и оповещения;
8) автоматизация и телеметрический контроль объектов;
9) обеспечение персонала индивидуальными и коллективными средствами защиты;
10) нейтрализация и утилизация производственных отходов, горючих, вредных и токсичных веществ;
11) условия безопасного бурения, освоения, испытаний, исследований, консервации и ликвидации скважин, объектов;
12) методы и технологию испытаний;
13) оценка вероятности возникновения опасных и аварийных ситуаций, с учетом показателей взрывопожароопасности объекта;
14) применение методов неразрушающего контроля и антикоррозионной защиты оборудования, трубопроводов, металлических конструкций.

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

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

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

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

Мероприятия по обучению работников

Предусматривают совершенствование знаний по технологии производства, обеспечению безопасных условий труда, особенно при пожар взрывоопасных работах, выполнению организационно-технических задач по ликвидации аварий, спасению пострадавших и оказанию им доврачебной медицинской помощи, организации профилактической работы по обеспечению технической безопасности производства.

Мероприятия по защите персонала

Исходят из характера событий, изложенных в «Плане ликвидации аварий», утверждённым руководством АО «Эмбамунайгаз».

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

Порядок действия сил и средств

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

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

Действия ответственных лиц:

1. Буровой мастер: немедленно извещает об аварии должностные лица подрядной компании, по возможности сообщает подробную информацию о характере аварии (газ, выделение газа, газ с водой, песком, нефтью и т.д., мощность

фонтанирования, состояние превентора, наличие и состояние противогазов, что спущено в скважину, где люди, направление ветра, наличие промывочной жидкости, ее параметры, наличие глинопорошков, утяжелители, дегазаторов и их состояние); дает указания по дальнейшим действиям бригады, предупреждает ближайшие буровые участки об опасности и их дальнейших действиях (прекращение работы, вывод людей из опасной зоны и т.д.; организует проведение первоочередных спасательных работ (вывод людей из опасной зоны, эвакуация жилого поселка в безопасную зону, перекрытие движения на ближайших дорогах, подачу воды на фонтанную струю; предупреждает прилегающие к району аварии населенные пункты об угрожающей опасности с целью осуществления своевременной эвакуации жителей, животных, имущества; вызывает скорую медицинскую помощь; сообщает о фонтане руководству АО «Эмбамунайгаз», оперативному дежурному местного АСС.

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

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

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

5. Заместитель Председателя Правления компании получив сообщение с буровой немедленно извещает об аварии Председателя Правления, сообщает подробную информацию о характере аварии: газ, выделение газа, газ с водой, песком, нефтью и т.д., мощности фонтанирования, состоянию превентора, наличию и состоянию противогазов. Представляет данные по местонахождению бурильного инструмента (что спущено в скважину), где люди, направление ветра, наличие промывочной жидкости, ее параметры, наличие бентонита, утяжелителя, дегазатора и его состояние, дает указание по дальнейшей работе буровому мастеру, предупреждает ближайшие буровые об опасности, об их действиях (прекращение работ, вывод людей из опасной зоны и т.д.). Организует проведение первоочередных работ (вывод людей из опасной зоны, перекрытие движения на ближайших дорогах, подачу воды на

фонтанирующую струю). Предупреждает ближайшие поселки об угрожающей опасности с целью производства своевременной эвакуации людей, животных, сообщает о фонтане руководству управления, в дежурному АСС, пожарную часть, медсанчасть, оповещает руководителей отделов, цехов и служб, начальника автотранспортного участка согласно схеме оповещения, одновременно поддерживая постоянную связь с буровой, буровыми и выполняя указания, полученные от руководства компании).

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

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

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

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

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

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

12. Руководитель спасательных работ находится на командном пункте,

непосредственно руководит работой спасательных частей в соответствии с «Планом ликвидации возможных аварий», оперативным планом работ по спасению людей и ликвидации аварии. Выполняет задания ответственного руководителя работ по ликвидации аварии и несет ответственность за выполнение спасательных работ.

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

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

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

В случае возникновения открытого фонтанирования дежурная смена обязана немедленно:

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

3.2.7 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 должны иметь парообогрев.

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

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

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

Тревожная сигнализация желобного индикатора измерения расхода должна срабатывать при увеличении или уменьшении расхода бурового расхода на выходе из скважины на 10% от исходной величины (нормальной производительности насосов). Эта сигнализация включается только на время циркуляции с постоянной

производительностью буровых насосов. Во всех случаях организация работ при бурении должна обеспечить обнаружение притока и герметизацию устья скважины, таким образом, чтобы объем притока был минимальным и не превышал 0,5×V пред, но не более 1,5 м^3, от момента начала ГНВП до момента герметизации устья ПВО.

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

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

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

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

□h = 0,9 * Ка

Ка – коэффициент анормальности пластового давления

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

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

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

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

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

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Центровка вышки. На буровой установке это условие соблюдается конструкцией установки и не требует периодичности ее проведения, но при этом

контроль за соосность вышки с устьем скважины должны вестись постоянно, особенно перед спуском колонн и оборудованием устья скважины ПВО.

2. Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами в обсаженной части ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну.

3. Введение в буровой раствор смазывающих добавок.

4. При бурении вертикальных скважин роторным способом через 50-60 рейсов бурильной колонны, измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью определения ее остаточного ресурса.

3.2.9 Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

На буровой установлена станция геолого-технологического контроля (см. табл.1.14.2), 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, °С,
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м^3;
- газосодержание на выходе, %;

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

3.2.10 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".

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

Контроль за состоянием фонтанной безопасности оговаривается «Руководством по организации фонтанной безопасности».

В связи с тем, что район буровых работ удален, режим работы районного инженера АСС совпадает с режимом работы буровой вахты, и наблюдение за процессом бурения - вахтовое.

Обеспечение средствами связи и транспортом работников АСС такое же, как и персонала БУ.

3.2.12 Наличие средств дегазации, вентиляции

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

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

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

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

Таблица 3.3.1.

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1	Слом бурильной (утяжеленной) трубы	1.1. Не допускать вибрации колонны при бурении.	1.1. Определить конфигурацию "головы" сломанной трубы.	1.1. Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны.
		1.2. При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото.	1.2. При необходимости произвести зачистку (торцевание).	1.2. При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола.
		1.3. Вовремя спускоподъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т.	1.3. Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью.	1.3. При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото.
		1.4. Нагрузку на долото создавать не более 75% веса УБТ.	1.4. Произвести расхаживание и подъем аварийного инструмента.	1.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством супервайзера по бурению.
		1.5. Контролировать момент на роторе при роторном бурении.	1.5. В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	
		1.6. При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб.		
		1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.		

Продолжение таблицы 3.3.1

1	2	3	4	5
2	Прихват инструмента	2.1. Выделить прихватоопасные зоны.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны. 2.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	2.1. Знать зоны осложнений.
		2.2. Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.		2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора.
		2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы.		2.3. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны.
		2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.		2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН.
		2.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок		2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством супервайзера по бурению.
		2.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости.	2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	
3	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.	3.1. Определить место заклинки.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
		3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.	3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом.	3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.
		3.3. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны	3.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	3.3. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.

Продолжение таблицы 3.3.1

1	2	3	4	5
		3.4. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.	3.4. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.	3.4. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
		3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством супервайзера по бурению.
4	Прихват обсадных колонн	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.	4.1. Определить место прихвата. 4.2. Продолжить спуск колонны.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.
		4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок.	4.3. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время.
		4.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.		4.3. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 4.4. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.
			4.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.	4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
			4.5. После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН. 4.6. В случае безрезультатности установки ванн или опасности	4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством супервайзера по бурению.

Продолжение таблицы 3.3.1

1	2	3	4	5
			разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском «хвостовика".	
5	Полет обсадных труб	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов.	5.1. Спустить труболовку, метчик, колокол.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы.
		5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.	5.2. Спуск производить замедленно для определения местонахождения "головы" обсадных труб.	5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.
		5.3. Не допускать наворота резьбы наперекос	5.3. Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину.	5.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством супервайзера по бурению.
			5.4. Поднять аварийные трубы.	
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород.	6.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	6.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород.
		6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).	6.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металошламоуловителем.	6.2. Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота.
		6.3. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.		

Продолжение таблицы 3.3.1

1	2	3	4	5
		6.4. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой.	6.4. Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством супервайзера по бурению.
7	Падение посторонних предметов в скважину	7.1. Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.	7.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	7.1. При спускоподъемных операциях применять обтираторы и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов.
		.2. Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.	7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством супервайзера по бурению.
		7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы.	7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	
		7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.		
8	Нефтегазо-водопроявления	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора.
		8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.	8.2. Установить обратный клапан под квадрат	8.2 Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии.

Продолжение таблицы 3.3.1

1	2	3	4	5
		8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.
		8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.	8.4. Приступить к вымыву раз газированного раствора с противодавлением и дегазацией. Привозная с промбазы НГДУ «Жылоймунайгаз»	8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.
		8.5 Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.	8.5. По величине давления в трубном и за трубное пространство рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписанию по сигналу "Выброс".
		8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.		
		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.		
		8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.		
		8.9. Иметь запас раствора.		
		8.10. Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.		

Продолжение таблицы 3.3.1

1	2	3	4	5
		8.11. Не допускать утяжеления раствора "пачками".	8.18. Установка цементного моста с целью предупреждения аварийного фонтанирования скважин при вскрытых продуктивных горизонтах предусматривает спуск заливочной колонны до подошвы моста. Осуществляют промывку скважины. Закачивают расчетный объем цементного раствора. Продавливают цементный раствор в заколонное пространство. Поднимают заливочную колонну до кровли моста. Вымывают лишние порции цементного раствора. Это осуществляют обратной прокачкой промывочной жидкости. Поднимают заливочную колонну в безопасную зону. Ожидают затвердевания цементного раствора.	
		8.12. Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.		
		8.13. Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.		
		8.14. Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.		
		8.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине		
		8.17. Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.		
		8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.		
9	Поглощения	9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.	9.1. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины.	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины.

Продолжение таблицы 3.3.1

1	2	3	4	5
		9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан».	9.2. Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.)	9.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.
		9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.	9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост. Наиболее распространенным методом изоляции зон поглощения БР является установка ЦМ закачкой ЦР добавлением волокнистого кольматирующего материала на равновесии. Для этого спускают заливочной колонны до подошвы моста. Осуществляют промывку скважины более легким раствором. Закачивают расчетный объем ЦР кольматантом. Продавливают ЦР в заколонное пространство. Поднимают заливочную колонну до кровли моста. Вымывают лишние порции ЦР. Это осуществляют обратной прокачкой промывочной жидкости. Поднимают заливочную колонну в безопасную зону. Ожидают затвердевания цементного раствора.	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.
		9.4. При опасности возникновения поглощении предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязкоупругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д.		
		9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса.		
		9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.		
		9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.		

3.4. Оценка степени риска при строительстве скважины

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

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

Рабочим проектом намечается на бурение эксплуатационной скважины на месторождении С.Нуржанов Северо-западное крыло с целью добычи нефти.

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

Заложенная технология строительства скважин соответствует «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (приказ МИР РК, №355 от 30.12.2014г. с изменениями и дополнениями от 14.07.2023 г)

3.4.1 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины

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

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

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

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

При строительстве скважин основные причины риска, следующие:

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

Выявление и анализ недостатков при строительстве скважин, позволяет

уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения.

Разработка экологического обоснования - раздела «Охрана окружающей среды» (ООС) к рабочим проектам на строительство скважин учитывает особенности окружающей среды, природного и растительного мира, позволяет более рационально разместить оборудование. Раздел ООС проходит согласование в местных органах по охране окружающей среды.

3.4.2 Анализ видов и последствий отказов

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

Критерии отказов по тяжести последствий:

Первый - *катастрофический -* приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и невосполнимый ущерб окружающей среде;

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

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

Категории отказов (степень риска отказов):

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

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Табл. 3.4.1 Матрица “вероятность – тяжесть последствий”

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофи-ческий отказ	критический отказ	некритический отказ	отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ >1	A	A	A	C
Вероятный отказ $1\text{-}10^{-2}$	A	A	B	C
Возможный отказ 10^{-2} - 10^{-4}	A	B	B	C
Редкий отказ 10^{-4} –10^{-6}	A	B	C	Д
Невероятный отказ $<10^{-6}$	B	C	C	Д

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

Табл. 3.5.2

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

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле: Рав = Рт х $n_{скв}$ х 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 разреза ранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.

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

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования.

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

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

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

На этапе строительства.

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

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

К организационным мероприятиям относятся:

• обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;

• стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;

• сдача экзаменов по профессии и видам работ;

• периодическая проверка знаний;

• инструктаж перед опасными видами работ;

• проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;

• ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

• администрацией бурового предприятия;

• круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;

• проверка буровых комиссиями организации, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, инспекторами в области промышленной безопасности, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, производство ИПТ, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока и др.)

К техническим мероприятиям относятся:

- проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- опрессовка бурильных и обсадных колонн;
- испытание вышки;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
- применение высококачественных материалов и хим. реагентов;
- применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превенторов, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ.
- вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением времени между вскрытием объекта и его испытанием.
- Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказаниями, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

- обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;

- обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;

- отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

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

Заключение

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

3.4.3 Определение степени риска строительства скважины

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

В результате этих аварий наносится огромный материальный ущерб. Начавшаяся в виде проявлений аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей. Аварии, переходящие в катастрофы, отрицательно сказываются на окружающей среде, деятельности близлежащих промышленных объектов. Особенно опасны выбросы и открытые фонтаны на нефтяных и газовых месторождениях с наличием сероводорода, а также на месторождениях континентального шельфа.

Количественная оценка безопасности бурения скважин связана с определением степени риска. Под степенью риска понимается вероятность возникновения открытого фонтана, полученная на стадии проектирования и строительства. Степень риска рассчитана по «Методике указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов» №30, утвержденной Госгортехнадзором РФ 10 июля 2001г.

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

Вероятность такого события необходимо определить, зная вероятности базовых событий (событий нижнего уровня, дальше которого детализация не производится). В качестве головного события обычно выбирается событие, имеющее наибольшую опасность для окружающей среды. Таким головным событием является открытый фонтан. Между головным и базовыми событиями имеются промежуточные. Взаимосвязь между событиями устанавливается с помощью логических связей - "И", "ИЛИ" и др. Метод предполагает знание вероятности базовых событий и логические связи между ними. Кроме того, необходимо знание зависимости базовых событий. В случае зависимости базовых событий рассматривают комбинации первичных базовых событий, приводящих к головному. При независимости базовых событий применяется метод прямого аналитического решения, которое позволяет поэтапно анализировать события, кроме того, предоставляется возможность определить:

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

б) наиболее опасные пути развития аварий.

3.4.4 Идентификация опасностей

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

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

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

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

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.

РАСЧЕТ СТЕПЕНИ РИСКА

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

Ниже представлена вероятность отказа по основным позициям:

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ.

1.Отсутствие превенторного оборудования:
Не предусмотрено проектом:_____ 0.00000;
Не установлено перед началом бурения:_____ 0.00000;
2.Неисправность превенторного оборудования:
Негерметичность плашек превентора:_____ 0.00150;
Отказ системы управления:_____ 0.00010;
3.Разрушение обсадной колонны:
Отсутствие контроля за состоянием ОК:_____ 0.00080;
Отсутствие контроля за давлением в ОК:_____0.00000;
4.Осутствие или неисправность шарового крана
на бурильных трубах:_____ 0.00160;
5.Отсутствие или неисправность обратного клапана
на обсадных трубах:_____ 0.00120;

ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ.

1.Поглощение бурового раствора:
Несоответствие конструкции скважины геологическим
условиям:_____ 0.03000;
Завышение плотности раствора:_____ 0.07000;
Несоответствие других параметров раствора:_____ 0.03000;
2.Принятие пластового давления без должного обоснования:__0.10000;
3.Недостаточная плотность раствора в скважине:_____0.12000;
4.Недолив скважины:
При подъеме инструмента:_____ 0.08000;
При спуске обсадной колонны:_____ 0.10000;
5.Отсутствие методики и приборов контроля за
давлением в скважине:_____ 0.09000;

ДЕЙСТВИЯ БРИГАДЫ.

Неправильные действия буровой бригады при строительстве скважины: 0.00040;

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Вероятность отказа оборудования: 0.00559;

Вероятность нефтегазопроявлений: 0.47782;

Вероятность возникновения открытого фонтана: 0.00267.

Меры по предупреждению аварийных ситуаций и уменьшению степени риска

1. Контроль момента свинчивания при спуске всех обсадных колонн.
2. Опрессовка колонны 244,5 и 177,8мм после истечения ОЗЦ с целью определения её герметичности.
3. Опрессовка приустьевой части (и ПВО) на расчетное давление.
4. Обучение работников буровой бригады, занимающих ключевые позиции и ответственных работников бурового подрядчика контролю за скважиной.

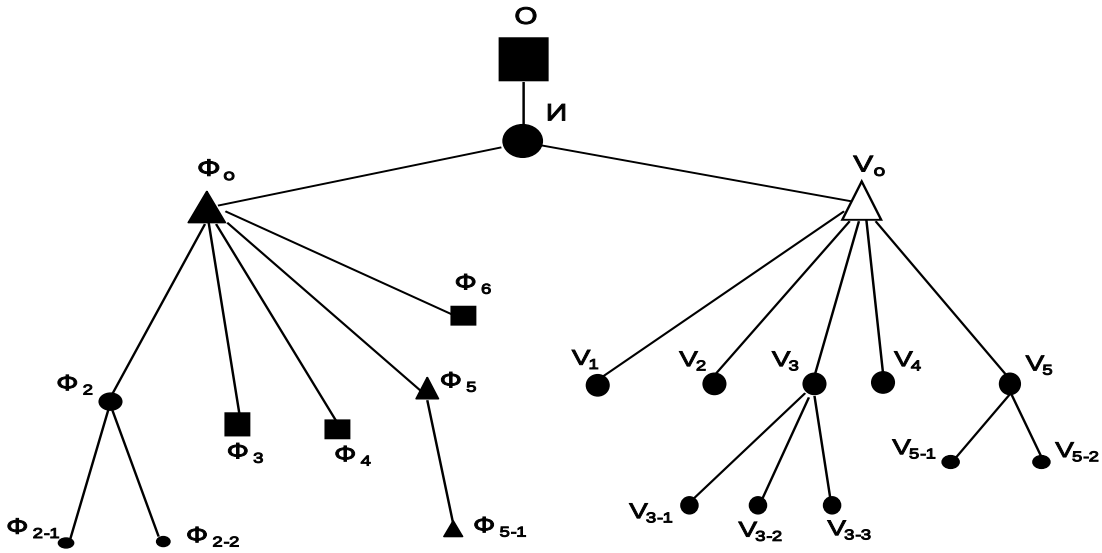


Рис. 4.1. Дерево отказов и событий

	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0.002670
И	Логиче	●	0.002670
	Наличи оборуд.)	▲	0.005590
	Газонефтепроявления	△	0.477820
$Ф_1$	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0.000000
$Ф_{1-1}$	Не предусмотрено проектом	▲	0.000000
$Ф_{1-2}$	Не установлено перед началом бурения	▲	0.000000
$Ф_2$	Неисправность превенторного оборудования	●	0.001600
$Ф_{2-1}$	Негерметичность плашек превентора	•	0.001500
$Ф_{2-2}$	Неисправность системы управления ПВО	•	0.000100
$Ф_3$	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0.001600
$Ф_4$	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0.001200
$Ф_5$	Разрушение обсадной колонны	▲	0.000800
$Ф_{5-1}$	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0.000800
$Ф_{5-2}$	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0.000000
$Ф_6$	Неправильные действия буровой бригады	■	0.000400
V_1	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0.120000
V_2	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0.100000
V_3	Поглощение бурового раствора	●	0.130000
V_{3-1}	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	•	0.030000
V_{3-2}	Завышение плотности бурового раствора	•	0.070000
V_{3-3}	Несоответствие других параметров раствора	•	0.030000
V_4	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0.090000
V_5	Недолив скважины	●	0.180000
V_{5-1}	При подъеме инструмента	•	0.080000
V_{5-2}	При спуске обсадной колонны	•	0.100000

Рис. 4.1 Дерево отказов и событий

3.5. Охрана недр.

3.5.1 Общая задача охраны недр в период эксплуатации на площади

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI (изменениями и дополнениями по состоянию на 22.07.2021 г.).

В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия. Учитывая это, требование к технологии бурения эксплуатационной скважины на месторождении С.Нуржанов Северо-западное крыло и задачи по обеспечению промышленной и экологической безопасности станут приоритетными.

Отсюда становится очевидным, что обеспечение безопасности работ – это сложный и планомерный процесс, который охватывает технические, организационные, экономические и социальные аспекты деятельности буровых работ.

Известно, что уровень причинения вреда окружающей среде и здоровью людей от деятельности предприятия напрямую зависит от качества и технического состояния применяемого оборудования. Современная мировая практика бурения скважин на суше располагает достаточным количеством средств и методик обеспечения безопасности работ. Поэтому при бурении эксплуатационной скважины, для модернизации буровых установок должно быть принято ряд технических решений, по замене старого оборудования более современным и надежным, переоборудованию и монтажу новых технологических систем, в том числе и систем сбора и хранения отходов производства.

Компания несет полную ответственность за состояние охраны недр на площади в процессе бурения эксплуатационных скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе разведки месторождения предусматривают:

- Обеспечение полноты геологического изучения и получения необходимых параметров для достоверной оценки запасов месторождения, предоставленного в недропользование;
- Предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- Соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;

- Предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- Надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- Надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- Предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

3.5.2 Охрана недр в процессе разбуривания площади

При разбуривании площади работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых перетоков и обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода хим. реагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

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

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, не засоряющая пласт;
- в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

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

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

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

Свойства бурового раствора:

- Плотность от 1,16 до 1,20 г/см^3
- Условная вязкость 50-60 сек
- Водоотдача ≤4- см^3/30 мин
- Корка <0,5 мм
- pH 9,0-10,5
- Песок ≤ 0,5%

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Превенторная установка представляет собой сборку теплушечного и одного универсального превенторов. На двухплашечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Один из плашечных превенторов оборудован режущими плашками, способными срезая бурильную колонну, полностью загерметизировать устье Конструкция двухплашечного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 210, 350, 700 кгс/см^2. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 210, 350, 700 кгс/см^2. Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 210, 350, 700 кгс/см^2 позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно,

снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «без амбарный метод».

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «без амбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры емкостью по 1,5-3 м^{3,} которые по мере их заполнения вывозятся на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей хим. обработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины. Система обработки и хранения бурового раствора, включает в себя активную емкость, общим объемом 90м^3.

По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся на полигон.

Полигон является природоохранным сооружением и предназначен для сбора и обеззараживания и захоронения отходов.

При этом обработку отходов на полигоне следует осуществлять таким образом, чтобы они либо совсем уничтожались, либо превращались в нерастворимые в воде остатки, которые можно складировать в карты, до минимума сведя риск загрязнения подземных вод в будущем.

Участок захоронения токсичных отходов представляет собой территорию, предназначенную для размещения специально оборудованных карт (котлованов).

Перечень других отходов, процедуры их обработки и утилизации приведены в табл.3.5.1

Табл. 3.5.1

Наименование отходов	Способы обращения	Методы утилизации
1.Промышленные отходы: а) использованное моторное масло, жидкости гидравлических и тормозных систем, фильтры и другие отходы, содержащие нефтепродукты. Эта категория отходов может включать абсорбирующие материалы, используемые для сбора разливов нефти.	Собирать в бочки, запечатывать, маркировать соответствующим ярлыком	Утилизировать в специализированных предприятиях

б) металлолом и списанное оборудование, использованные материалы;	Упаковывать в зависимости от размера и веса	Утилизировать на полигоне отходов
в) аккумуляторы и батареи: кислотные/ щелочные; никель-кадмиевые сухие батареи;	Слить жидкость, нейтрализовать кислоту, поместить в запечатанные бочки, пометить ярлыком	Утилизировать в специализированных предприятиях. Аккумуляторы регенерировать, если возможно.
г) жидкие химикаты, включая использованные лабораторные и остатки неиспользованных химикатов;	Поместить в бочки, запечатать, пометить ярлыком	Утилизировать на полигоне отходов
д) сухие сыпучие неиспользованные химические реагенты, цемент;	Поместить в контейнеры, запечатать, пометить ярлыком.	Утилизировать на полигоне отходов
е) краски, растворители, разбавители;	Поместить в бочки, запечатать, пометить ярлыком	Утилизировать в специализированных предприятиях
ж) металлические бочки;	Очистить бочки, поместить смывную воду в бочки, запечатать, пометить ярлыком. Бочки смять для уменьшения объема и предотвращения повторного использования.	Утилизировать на полигоне отходов
з) пластиковые бочки;	Очистить бочки, поместить смывную воду в бочки, запечатать, пометить ярлыком. Бочки смять для уменьшения объема и предотвращения использования не по назначению.	Утилизировать на полигоне отходов
и) деревянные поддоны, ящики;	Разрушить для уменьшения объема	Утилизировать на полигоне отходов
к) использованные люминесцентные лампы;	Поместить в коробки, запечатать, пометить ярлыком	Передача специализированным предприятиям
2. Сточная вода из установки обработки санитарных стоков.	Анализировать на содержание хлора.	Утилизировать на полигоне отходов
3. Конторские отходы: а) картриджи принтеров, факсов, копировальных машин; б) использованная бумага.	Поместить в упаковку производителя, вернуть производителю для восстановления	Если экономически невыгодно, утилизировать на полигоне отходов
2. Пищевые отходы блока	Измельчить	Сдавать в смеси с фекальными водами
3. Бытовые отходы/мусор: упаковки, банки, бутылки, стекло, смет с жилых помещений, другой мусор.	Отделить металл, пластик, стекло. Поместить в отдельные пластиковые мешки.	Утилизировать на полигоне отходов

При освоении скважин пластовые флюиды подаются через отводы выкидной линии в металлические емкости накопления объемом 100 м^3 для последующего вывоза и утилизации. Согласно «Классификации производственных объектов и сооружений для выбора минимальных размеров санитарно-защитных зон» при строительстве объектов устанавливается санитарно-защитная зона размером не менее 1000м.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам "Санитарно-эпидемиологические требования к воздуху производственных помещений" от 3.08.2021 г № ҚР ДСМ-72(с изменениями от 15.07.2024г).

Для проведения буровых работ на месторождении С.Нуржанов Северо-западное крыло согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин земельный отвод на одну скважину составляет 1,9 + 0,36 га.

При монтаже и обустройстве буровой установки для освоения скважины, производственные оборудования и элементы обустройства жилья будут размещены относительно друг друга с учетом "розы ветров” согласно схеме размещения оборудования на территории строительства скважины.

Электросиловые установки (дизели) будут оборудованы местными укрытиями, с выводом выхлопных труб с учетом направлений ветра.

Склады для хранения кислот и щелочей не предусматриваются, так как они будут завозиться со складов подрядчиков.

На рабочей площадке при монтаже буровой установки будет предусмотрена шумо-вибрационная изоляция от редукторного помещения, силового и насосного блоков и наличие ее будет отражено в акте приемки от подрядчиков.

На сооружениях, не имеющих укрытий от метеорологических воздействий предусматривается присыпка инертным материалом (песок) поверхности пола от наледей и своевременное удаление грязи, смазочных масел, хим. реагентов, устройство стока.

Опрессовка труб обсадной колонны будет производиться централизовано на базе подрядчика.

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

РАСЧЕТ

Расчет объемов отходов бурения произведена в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производство, сточных вод) согласно приказу Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-Ө.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 3.5.2.

1.Объем выбуренной породы при строительстве скважины.

Табл. 3.5.2

Интервал	*k*	*π*	*R^2, м*	*V,* м^3	L,отб. керна
1	2	3	5	6	7
0-100	1,30	3,14	0,0600250	24,502	
100 - 1500	1,3-1,25	3,14	0,0387499	217,536	
1500 - 2930	1,25-1,20	3,14	0,0218005	119,031	
2930 - 3641	1,15	3,14	0,0121771	31,264	
3641 - 4641	1,15	3,14	0,0060528	21,857	
414,190					

2. Объем отходов бурения

2.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

Vш= Vn x 1,2;

Vш = 414,190 x 1,2 = 497,028 м^3

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

2.2. Объем отработанного бурового раствора:

Vобр = 1,2 x K_1 x Vn + 0,5 x Vц;

где K_1- коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

Vц - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

Vобр = 1,2 x 1,052 x 414,190 + 0,5 x 575 = 810,373 м^3

Vсумм = 810,373 +575,0 = 1323,373 м^3

где 575,0 – объем запаса бурового раствора на поверхности при бурении в продуктивной части интервала, который составляет два объема скважины. Согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

2.3. Объем образования буровых сточных вод (БСВ) рассчитывается по формуле:

Vбсв = 2,0 х Vсум

Vбсв = = 2,0 х 1323,373 = 2646,746 м^3

2.4. Суммарный объем отходов бурения:

Vсум= Vш + Vобр + Vбсв

Vсум = 497,028 + 1323,373 + 2646,746 = 4467,147

3. Жидкие отходы при цементировании: Взяты из проекта см. таблицу 1.9.10 и 1.9.11

Буферная жидкость при цементировании колонн

Vсум = Vнап + Vкон + Vтехн + Vэкс;

Vсум = 3,0 + 5,0 + 7,0 + 7,0 + 7,0 = 29,0 м^3

3.5.3 Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать 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.

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным, в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» и исходя из горно-геологических условий бурения на месторождении С.Нуржанов Северо-западное крыло.

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция, которая может претерпеть некоторые изменения в процессе разбуривания месторождения:

1. Направление 426,0мм х 100м цементируется до устья скважины, спускается с целью перекрытии верхних неустойчивых отложений и создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе.

2. Кондуктор 323,9мм х 1500м, спускается с целью перекрытия водоносных и неустойчивых верхних и нижних меловых отложений перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО, цементируется до устья скважины.

3. Техническая колонна 244,5мм × 0-2912,17/2930 (по вертикали/по стволу)

спускается с целью перекрытия верхней части разреза, склонных к обваливанию. Цементируется до устья.

4. Эксплуатационная колонна 177,8мм × 2814,35/2830 – 3358,47/3641м (по вертикали/по стволу) спускается на глубину 3641м (по стволу) в виде хвостовика с подвеской на глубине 2830м (по стволу) внутри предыдущей колонны с расширяющимся пакером. Цементируется на интервал.

5.Хвостовик фильтр 114,3мм х 3349,70/3541 – 3358,47/4641м (по вертикали/по стволу) спускается с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

С целью предупреждения поглощения бурового раствора, предотвращения загрязнения продуктивных и водоносных горизонтов необходимо:

Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважины.

Строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.

Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований.

Обеспечение достаточно высокой технической и экологической культуры персонала.

3.5.4 Контроль окружающей среды

Проведению эксплуатации с целью добычи нефти должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая экологическую оценку воздействия на окружающую среду, предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан»;
- Законом «Об особо охраняемых территориях»
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- Законом «О земле»;
- Законом «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Законом «О гражданской защите»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан;
- Стратегией развития Республики Казахстан до 2030 года, где большое значение придается охране окружающей среды;

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

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

При этом:

− все буровые работы должны производиться строго в пределах отведенного участка;

− циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключающий его выброс и загрязнение окружающей среды;

− для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;

− своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;

− для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;

− хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;

− для хранения и складирования сыпучих веществ применять контейнера;

− жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;

− использовать металлические емкости с общим объемом 100 м^3 для сбора нефти в случаях выброса и при освоении.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

− Выбросы продуктов сгорания топлива в двигателях;

− Шум производственного оборудования на объектах, двигателей, устройств и механизмов;

− Освещение производственных площадок;

− Выбросы продуктов сгорания при кратковременных испытаниях скважин.

В процессе работ, на всех его стадиях будет осуществляться производственный экологический мониторинг, мониторинг качества окружающей среды и экологический мониторинг при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

− герметизация системы сбора, сепарации, подготовки нефти;

− автоматическое отключение скважин при авариях отсекателями;

− обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;

− организация движения транспорта только по автодорогам;

− проводить качественную техническую рекультивацию земель.

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

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

− защита окружающей воздушной среды;

− защита поверхностных и подземных вод от техногенного воздействия;

− защита птиц от поражения электрическим током, путем применения "холостых" изоляторов;

− ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;

− строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных.

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

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

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

3.5.5 Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела являются Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» №ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12. 2020г.(с изменениями от 21.04.2025г) и Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» №ҚР ДСМ-71 от 2 августа 2022г.(с изменениями от21.04.2025г).

1.Организация дозиметрической службы. Замеры радиоактивности производятся регулярно как на буровой, так и в ближайших населенных пунктах.

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

3. В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных нормами радиационной безопасности работы с радиоактивными веществами Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» №ҚР ДСМ-71 от 2 августа 2022г то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

4. При проведении товарных анализов нефти и конденсата, которые выполняются подрядными организациями, должны выдаваться сведения о концентрации радионуклидов, эти данные в дальнейшем используются для организации радиационной безопасности рабочих мест при транспортировке и переработке.

5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» №ҚР ДСМ-71 от 2 августа 2022г.(с изменениями от21.04.2025г). с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14мкр/час. Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при испытании и опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидемстанцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании

должны соответствовать Гигиеническим нормативам «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» и Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

На площади будет организован постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб (особенно НКТ). На возможный случай накопления радиоактивных отходов будет предусмотрено создание пункта сбора и приземного захоронения этих радиоактивных отходов.

3.5.6 Рекультивация земель

По окончании бурения и опробования скважин, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстрейшего освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации). Объемы и виды работ по технической рекультивации и биологической рекультивации земель указано в разделе ООС.

Примечание: биологический этап рекультивации производится после окончания всех геологоразведочных работ и сдаче земли арендодателю.

РАЗДЕЛ 4.

4. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ

Раздел «Ликвидация и консервация скважин» не разработан ввиду того, что скважины являются эксплуатационными и по окончании бурения передаются в эксплуатационный фонд. В отдельных случаях (необходимость ликвидации по техническим и другим причинам) работы проводятся согласно плану организации работ (ПОР) на ликвидации (концервации) скважины, разработанному в соответствии с «Технологическим регламентом на проведение работ по ликвидации скважин АО «Эмбамунайгаз» и «Типовому проекту на проведение изоляционно-ликвидационных работ в нефтяных скважинах на месторождении С.Нуржанов». Согласование и утверждение ПОР производится в соответствии с требованиями нормативных правовых актов Республики Казахстан.

Условия консервации и ликвидации скважин

Порядок ликвидации и консервации скважин определяется нормативными правовыми актами (НПА) РК – Кодексом РК «О недрах и недропользовании», «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» Приказ Министра энергетики №200 от 22.05.2018г. (с изменениями от 16.01.2019 г.)

Условиями консервации скважины являются следующие:

1) экономические условия – нецелесообразность введения скважины в эксплуатацию из-за низкого дебита углеводородов, высокой обводненности продукции.
2) организационно-технические условия – из-за ожидания обустройства скважины (строительство выкидных или нагнетательных трубопроводов, ЛЭП и подъездных путей).
3) природно-климатические условия – из-за наводнения, весеннего половодья, осенне-весенней распутицы, низких зимних температур и т.д.

Условиями ликвидации скважин являются следующие:

1) технические условия – сложной аварии и доказанной технической невозможности её устранения, а так же невозможности использования скважины для других целей, например, возврата на вышележащие горизонты,

использование в качестве наблюдательной или нагнетательной: полного отсутствия нефтенасыщенности вскрытого данной скважиной горизонта и невозможности использования её для других целей (возврат, углубление и др.).

2) геолого-технические условия – из-за невозможности бурения скважины или эксплуатации по техническим или геологическим причинам (отсутствие продуктивных горизонтов или попадание за контур нефтеносности).

Примечание: Так как скважина эксплуатационная в разделе 3 «Ликвидация и консервация скважин» расчеты установки изоляционных и аварийных мостов не расписаны. Технология установки аварийного цементного моста приведена в разделе 3, подраздел 3.3 табл.3.3.1, п. 8.18

Согласовано:
Директор департамента промысловой геологии
и разработки месторождений
АО "Эмбамунайгаз"

_____А.С. Даулетов

Руководитель службы бурения и
КРС АО «Эмбамунайгаз»

_____ К.К. Уркешбаев

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер по разработке
АО "Эмбамунайгаз"

_____Т.С. Қажым
«____»_____2026 г.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Цель бурения - Добыча нефти
Площадь, месторождение - С.Нуржанов СЗК
Проектный горизонт - Триас (T-V)
Проектная глубина, м - 3358,47/4641,0 (по стволу)
Скважина - НСВ-14
Категория скважины - II (вторая)
Буровая установка - SL-2500, ZJ-50 с ВСП или аналог грузоподъемностью не менее 315тн
Вид привода - Дизель-электрический
Буровые насосы - F-1600
Тип буровой установки для освоения - УПА-60/80 или аналог

Оборудование устья скважины

Направление: ОП 32-425/80х21
ПУГ-450х21
ППГ-450-21
ОКК3-70-178-245-324-426
Кондуктор: ОП45-350/80х70 К1
ПУГ-350х35 К1
ППГ-350-70 К1 (сдвоенный)
Технич.колонна: ОП45-280/80х70 К1
ПУТ-280х35 К1
ППГ-280-70 К1 (сдвоенный)
Экспл.колонна: ОП45-280/80х70 К1

Продолжительность цикла строительства, сут., в том числе: - 172,3
- подготовка площадки, мобилизация БУ - 15,0
- строительно-монтажные работы - 8,0
- подготовительные работы к бурению - 3,0
- бурение и крепление - 108,5
- время демонтажа буровой установки - 7,0
- время монтажа подъемника для испытания - 2,0
- освоение объектов в в экспл.колонне - 28,8

Проектная скорость бурения, м/ст.мес. - 1283,2

Геологическая часть

Масштаб

Стратиграфический разрез: Эра — Кайнозойская KZ; Система — Четвертичный + Неоген+Палеоген; Отдел — Мел; Ярус — Верхний / Нижний; Подъярус — Оксфордский / Келловей / Средний / Нижний; Индекс — Альбский, Апт, Неокомский, Оксфордский, Келловей, Средний, Нижний

Литологический разрез: Проектный, Фактический

Крепость пород

Угол падения пласта, град.

Пластовое давление, МПа и пластовая температура, С

Интервалы возможных осложнений

Интервалы отбора керна и шлама, м

Электрометрические работы

МЕЗОЗОЙСКАЯ MZ

Триасовый — T — J_1 — 1 — 2 — 36,28 / 80° — 37,95 / 91°

Юрский
- **Средний** — J_1 — 1 — 2 — 30,57 / 73° — 24,41 / 56°
- **Верхний** — Келловей: J_3k, J_2k; Оксфордский: J_2o — 1 — 2 — 20,42 / 52° — 15,60 / 48°; Волжский ярус: J_3v
- **Нижний** — Апт: K₁a — 1 — 2 — 14,05 / 36° — 8,74 / 29°; Неокомский: K₁ae — 1 — 2 — 3,48 / 20°; Альбский: K₁al

Меловой — Верхний — K_2 — Q+N+P

Мягкая — 1 — 2 — 1

Средняя — 1 — 2

Мягко-средняя — 1 — 2

Не предусмотрено

В инт. 852-977; 1907-1926; 1966-1985; 2255-2259; 2280-2283; 2440-2446; 2282-2300; 2302-2551; 2579-2624; 2520-2551; 2579-2624; 2520-2551; 2647-2691; 2717-2737; 2739-2740; 2798-2808; 2675-2678; 2809-2942; 2823-2838; 2898-2921; 2864-2873; 2890-2906; 2945-3002; 2990-3226; 3115-2119; 3358,47/3641-3358,47/4641 м - НТВП
В инт. 50-1150; 1700-2325/2330; 2325/2330-3358,47/4641 м - Прихватоопасные зоны

В инт. 1500-3358,47/4641 м - Поглощение бурового раствора
В инт. 500-1500; 1500-3358,47/4641 м - Осыпи и обвалы стенок скважины

В инт.100-1500м: ПС, КС, ГК, НГК, ИК, профилеметрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия, резистивиметрия. ***В инт.0-1500м:*** АКЦ-ФКД интегрального типа.
В инт.1500-2930м: СГК, ГК, НГК, НИК-г, БК-многозондовый, ГГК-п, ГГК-с, МБК, АК, ИК (многозондовый), АКШ (DSI), профилеметрия.
В инт.0-2930, 0-3641м: АКЦ (ультразвуковой имиджер) либо 6-ти, 8-ми секторный (по усмотрению Заказчика).
В инт.2930-3641м: СГК, ГК, НГК, НИК-г, БК-многозондовый, ГГК-п, ГГКс, МБК, АК, ИК (многозондовый), АКШ (DSI), профилеметрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия, резистивиметрия.
В инт.3600-4641м: MWD/LWD. ***С 1500 метров до 4641 м:*** ГТИ (по решению Заказчика).

Конструкция скважины, высота подъема цементного раствора

100 м — Ø 426,0 мм
1500 м — Ø 323,9 мм
2814/3280м — Ø 244,5 мм
2912,17/2930м — Ø 177,8 мм
3358,47/3641м — Ø 114,3 мм
3358,47/4641 м

Техническая часть

Режим бурения

Роторный

	Способ бурения	Тип и размер долот, количество долот	Осевая нагрузка, т	Частота вращения ротора(долота),об/мин
При бурении и проработке: 155,6мм PDC - 2шт.	При бурении и проработке: 295,3мм PDC - 3шт.	III 490 М-ГВ код по IADC (117) - 4 шт. III 393,7мм PDC код по IADC (117) - 4 шт.		
При бурении и проработке: 2-6	При бурении и проработке: 4-10 Разбур. цемент. стакана и КНОК: до 5	При бурении и проработке: 3-10 Разбуривание цемент. стакана и КНОК: до 4	2-5	70-90
При бурении и проработке: 110-130/40-60	При бурении и проработке: 100-140/40-60 Разбур.цемент. стакана и КНОК: 50-70	При бурении и проработке: 80-100 Разбуривание цемент. стакана и КНОК: 40-60		

Нет

	Сила тока, А	Расход бур.раствора, л/с	Давление на стояке, кгс/см²	Количество насосов, диаметр втулок, число ходов в 1 мин	Компоновка низа бурильной колонны
При бурении и проработке: 15-20	При бурении и проработке: 30-35 Разбуривание цемент. стакана и КНОК: 20-30	30-40			
При бурении и проработке: 291,89	При бурении и проработке: 183,48	При бурении и проработке: 114,69	33,0	При бурении: 2 ТМ-650 эл-110 кх	
При бурении и проработке: 1 Ø 140 мм-100 число ходов	При бурении и проработке: 2 х Ø130 мм-100 число ходов	При бурении и проработке: 72,07			
При бурении и проработке: 1 Ø 140 мм-100 число ходов	При бурении и проработке: 2 х Ø130 мм-100 число ходов	При бурении и проработке: 2 х Ø130 мм-100 число ходов			

	Тип и параметры бурового раствора (плотность, вязкость, водоотдача, толщина глинистой корки, СНС, содержание песка, выбуренная порода).	Оснастка талевой системы	Интервал и скорость проработки скважины перед спуском колонны	Перечень химических реагентов, интервалы обработки	Примечание
При бурении и проработке: 155,6мм PDC - 2шт.	Бентонитовый р =1,10-1,12 г/см³, ВУСС - 35-45 сек, корка=2мм, Т=30-45сек	6-15	Бесконусная Компоновка Тех.вода Коагулянт	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, Разжижитель, Сапропель, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Нейтрализатор, Сульфанол, Биоцид, Ингибитор коррозии, Пеногаситель, Бактерицид, Известь, Цемент, Тех.вода, Кислота соляная	
При бурении и проработке: 220,7мм PDC - 2шт.	Ингибирующий полимеркалиевый р =1,14-1,22 г/см³ , Т = 40-55 сек, В = ≤6 см³ за 30 мин, СНС$_{1/10мин}$=3-6/6-10 фунт/100фут², pH = 9-10,5, песка=≤0,5	6-10			
При бурении и проработке: 2-6	При бурении и проработке: 4-10 Разбур. цемент. стакана и КНОК: до 5	При бурении и проработке: 3-10 Разбуривание цемент. стакана и КНОК: до 4	2-5	70-90	
При бурении и проработке: 110-130/40-60	При бурении и проработке: 100-140/40-60 Разбур.цемент. стакана и КНОК: 50-70	При бурении и проработке: 80-100 Разбуривание цемент. стакана и КНОК: 40-60			
При бурении и проработке: 15-20	При бурении и проработке: 20-25 Разбуривание цемент.стакана и КНОК: 20-25	При бурении и проработке: 30-35 Разбуривание цемент. стакана и КНОК: 20-30	30-40	При бурении: 2 ТМ-650 эл-110 кх	
При бурении и проработке: 291,89	При бурении и проработке: 183,48	При бурении и проработке: 114,69	33,0		
При бурении и проработке: 1 Ø 140 мм-100 число ходов	При бурении и проработке: 1 х Ø140 мм-120 число ходов	При бурении и проработке: 2 х Ø130 мм-100 число ходов			
При бурении и проработке: 155,6мм PDC-PYC с 149,2 мм стабилизатором+Переводник+Переводник-предохранитель+ Стабилизатор 149,2мм+Система геометрии LWD (резистивиметр)+ Система геометрии MWD/LWD для измерения в процессе бурения (2 кс-та)+НМ Циркуляционный переводник+ СБТ-88,9мм+ТБТ-88,90мм	При бурении и проработке: 220,7мм PDC-PYC с 215,9мм стабилизатором+Переводник+Переводник-предохранитель+ НМ Стабилизатор 212,7мм+Коротким НМУБТ-171,45мм+ Переводник+Каротажный прибор (LWD)+ Переводник+Забойная телеметрия (MWD)+ Переводник+ Циркуляционный переводник+ СБТ-212,7мм+Переводник+ СУБТ-165,1мм+9ут+Фильтр-переводник+ТБТ-127 мм+Jкс-165,1мм+ТБТ-127 мм	При бурении и проработке: 2 x Ø130 мм-100 число ходов При бурении и проработке в инт.2060-2930м: 295,3мм PDC-ПГ(2ЗК-ПЗ)+ВЗД 240,0мм+ОУБТ-203,2мм+27,6м+ЯСС-178мм+СУБТ-203,2мм+27,6м+ЯСС-178мм+ СУБТ-203,2мм+27,6м+Переводник+СУБТ-177,8мм =36,8м+СУБТ-165,1мм=273м+ЯСС-172мм+СУБТ-165,1мм=54,6м При бурении и проработке: 2 x Ø130 мм-100 число ходов При бурении и проработке в инт.2060-2930м: 295,3мм PDC-ПГ(2ЗК-ПЗ)+ВЗД 240,0мм+ОУБТ-203,2мм+27,6м+ЯСС-178мм+СУБТ-203,2мм+27,6м+ЯСС-178мм+ СУБТ-203,2мм+27,6м+Переводник+СУБТ-177,8мм =36,8м+СУБТ-165,1мм=273м+ЯСС-172мм+СУБТ-165,1мм=54,6м При бурении и проработке: 2 x Ø130 мм-100 число ходов При бурении и проработке в инт.2060-2930м: 295,3мм PDC-ПГ(2ЗК-ПЗ)+ВЗД 240,0мм+ОУБТ-203,2мм+27,6м+ЯСС-178мм+СУБТ-203,2мм+27,6м+ЯСС-178мм+ СУБТ-203,2мм+27,6м+Переводник+СУБТ-177,8мм =36,8м+СУБТ-165,1мм=273м+ЯСС-172мм+СУБТ-165,1мм=54,6м	При бурении: 2 ТМ-650 эл-110 кх	
Ингибирующий полимеркалиевый р =1,16-1,20 г/см³, Т = 50-60 сек, В =≤ 4 см³ за 30 мин, корка =≤ 0,5мм, СНС$_{1/10мин}$=7-8/15-18 фунт/100фут², песка= ≤0,5%, pH = 9-10,5	Ингибирующий полимеркалиевый р =1,22-1,35 г/см³, Т = 40-55 сек, корка = ≤0,5мм, В =≤ 5 см³ за 30 мин, песка= ≤0,5%, СНС$_{1/10мин}$ =5-8/10-14 фунт/100фут², pH = 9-9,5	Ингибирующий полимеркалиевый р =1,14-1,22 г/см³ , Т = 40-55 сек, В = ≤6 см³ за 30 мин, СНС$_{1/10мин}$=3-6/6-10 фунт/100фут², pH = 9-10,5, песка=≤1%, корка=≤0,5	5	х	6
При бурении и проработке: 6-8	При бурении и проработке: 4-8 Разбурив.цемент. стакана и КНОК: 4-8	При бурении и проработке: 6-10 Разбуривание цемент. стакана и КНОК: 8-10	6-15	Бесконусная Компоновка Тех.вода Коагулянт	
Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, Термостабилизатор, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Оксид цинка, Техническая вода	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, Разжижитель, Хлористый калий, Комплексный реагент, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Оксид цинка, Техническая вода	Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, Разжижитель, Сапропель, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, ЧГПА, Техническая вода		Каустическая сода, Кальцинированная сода, Модифицированный крахмал, ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ, Разжижитель, Хлористый калий, Комплексный реагент, Пеногаситель, Бактерицид, Смазывающая добавка, Карбонат кальция, ЧГПА, Техническая вода	

1.Двухэтапное вскрытие двумя бурами установок при условии обеспечения или требований нормативных документов.
2.Отбор керна в интервалах, указанных в геолого-техническом наряде.
3.Указание интервалов испытания пластов согласно данных геологической службы Заказчика.
4.Интервалы и объем ГИС могут корректироваться в процессе бурения геологической службой Заказчика.
5.Интервалы отбора керна и шлама могут корректироваться в процессе бурения геологической службой Заказчика.
6.По результатам интерпретации данных ГИС, выполненных в открытом стволе, зумпфа и вскрытой продуктивной части пласта, должно быть достаточно выделение продуктивных пластов, обеспечивающих однозначную интерпретацию данных, качественный окончательный цементный камень с сплошным сцеплением цемента с колонной и породой.
7.Для обеспечения качественного цементирования обсадных колонн, спускаемых с центраторами, необходимо выполнение следующих условий: - Диаметр ствола скважины должен соответствовать паспортному диаметру применяемого долота; - Интервал набора кривизны ствола скважины должен быть перекрыт центраторами; - Центраторы должны быть установлены в середине каждого из двух центрируемых интервалов.
8.На устье скважины предусмотреть шахту (прогулочный приямок). Шахта представляет собой прямоугольный железобетонный колодец, с внутренними размерами 2х2х1,5 м. Длина и стенки изготавливаются из монолитного железобетона с армированием из арматурных сеток ГОСТ 23279-85. Шахта перекрывается рифленым листом по ГОСТ 8568-77.
9.Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и наличию элементов КНБК на плановые, имеющиеся в наличии или по согласованию и противопожарному решению разработчика технического проекта и Заказчика.
10.Фактические схемы монтажа и спецификации противовыбросового оборудования согласовываются Буровым подрядчиком с АСС.

Директор департамента проектирования бурения и экологии Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»

_____Губашев С.А.

Начальник управления проектирования бурения и ремонта скважин Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»

_____Блгалиев Р.Н.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Мел — Пески — Песчаники — Глины
Доломит — Мергели — Алевролиты — Известняк

АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ

РАБОЧЕГО ПРОЕКТА

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ №НСВ-14 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ С.НУРЖАНОВ СЗК

Цель бурения: Добыча нефти

Вид скважины: Горизонтальная

Листов 3

Директор департамента проектирования
бурения и экологии _____ Губашев С.А.

Начальник управления проектирования
бурения и ремонта скважин _____ Блгалиев Р.Н.

Атырау, 2026

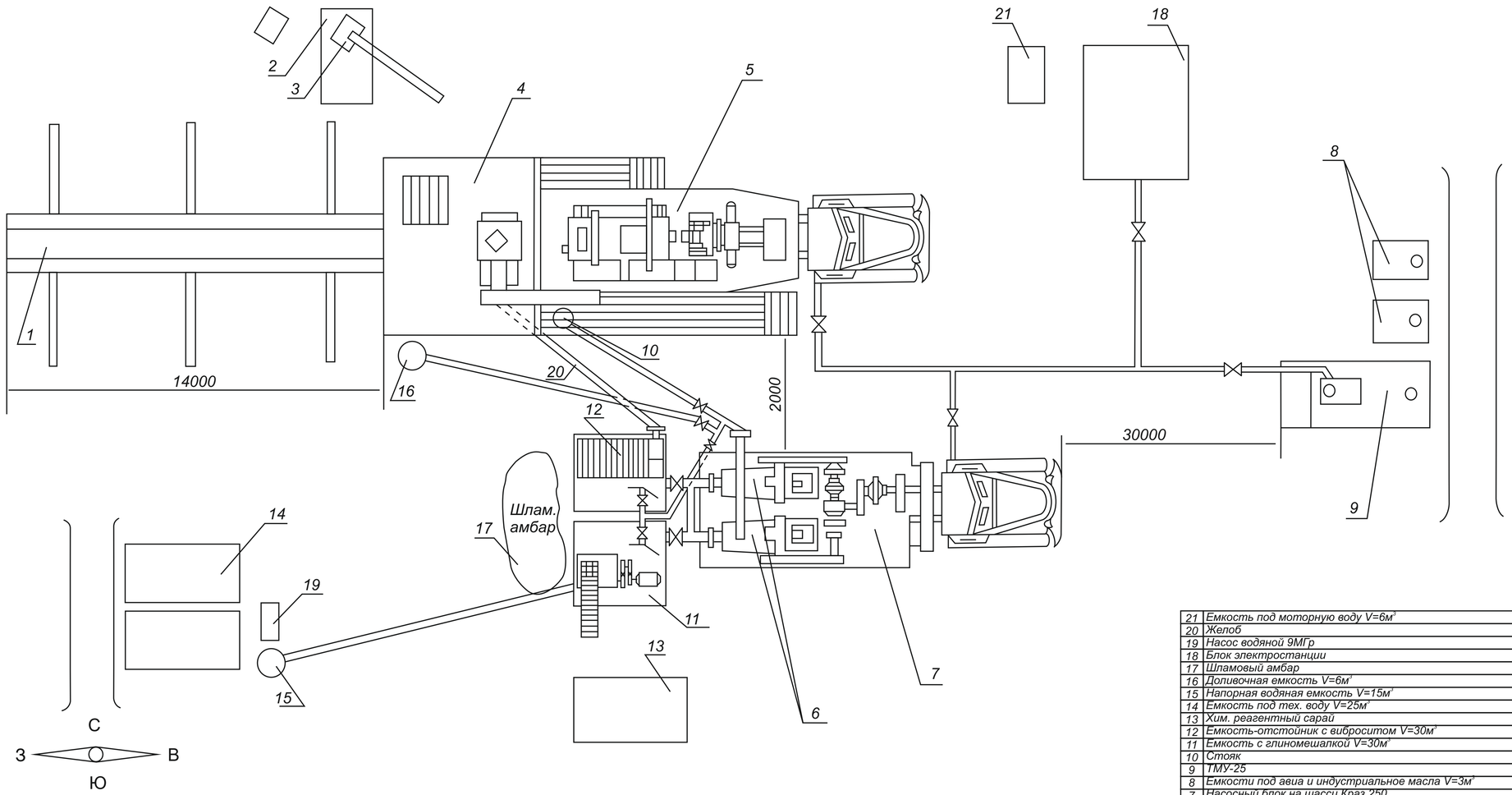
Сравнительные технико-экономические показатели

Таблица 1

№	Наименование показателя	Единица измерения	Значения показателя		Примечание
			проектного	фактического	
1	2	3	4	5	6
1	Глубина скважины по вертикали по стволу	м	 3358,47 4641,0		
2	Стоимость строительства скважины - всего в том числе по этапам: -строительные и монтажные работы, демонтаж -подготовительные работы к бурению -бурение и крепление -освоение	тенге	договорная		
3	стоимость 1м бурения в т. ч. при бурении под: -кондуктор -промежуточную колонну -эксплуатационную колонну	тенге	договорная		
4	Продолжительность строительства скважины -всего: - подготовка площадки, мобилизация БУ -строительно-монтажные работы -подготовительные работы к бурению -бурение и крепление -время демонтажа буровой установки -время монтажа подъемника для испытания -освоение	сут.	 172,3 15,0 8,0 3,0 108,5 7,0 2,0 28,8		
5	Глубина спуска обсадных колонн: - Направление Ø 426,0 - Кондуктор Ø 323,9 - Техническая Ø 244,5 - Эксплуатационная Ø 177,8 - Экспл.хвостовик Ø 114,3	сут.	 100 1500 2930 2830-3641 3541-4641		
6	Затраты времени на работы по проходке: - Направление Ø 426,0 - Кондуктор Ø 323,9 - Техническая Ø 244,5 - Эксплуатационная Ø 177,8 - Экспл.хвостовик Ø 114,3	сут.	 2,0 18,0 22,0 15,75 25,0		
7	Затраты времени на крепление: - Направление Ø 426,0 - Кондуктор Ø 323,9 - Техническая Ø 244,5 - Эксплуатационная Ø 177,8 - Экспл.хвостовик Ø 114,3	сут.	 2,5 5,5 6,25 8,5 3,0		

Продолжение таблицы 1

8	Расход долот по всем типоразмерам III 490мм М-ГВ III 393,7мм М-ГВ код по IADC (111) 295,3мм PDC III Ø295,3мм SKH127 220,7мм PDC III 220,7мм HJ447G 155,6мм PDC III 155,6мм код по IADC (537, 627)	шт	 1 6 3 2 1 1 2 1		
9	Затраты времени на освоение скважины в эксплуатационной колонне по объектам	сут.	28,8		
10	Отбор керна метраж вынос	м %	-	-	
11	Материалы для бурового раствора Сода каустическая Сода кальцинированная Модифицированный крахмал ПАЦ НВ ПАЦ ВВ Термостабилизатор Разжижитель Хлористый калий Ксантановая смола Пеногаситель Бактерицид Смазывающая добавка Карбонат кальция ЧГПА Оксид цинка Бикарбонат натрия Бентонит Техническая вода	тн	 4,97 4,97 10,79 18,95 7,25 0,8 6,15 100,26 3,59 17,11 0,98 27,94 149,15 5,22 4,5 3,44 6,5 1941,51		



21	Емкость под моторную воду V=6м³	1	
20	Желоб		
19	Насос водяной 9МГр	1	
18	Блок электростанции	1	
17	Шламовый амбар	1	
16	Доливочная емкость V=6м³	1	
15	Напорная водяная емкость V=15м³	1	
14	Емкость под тех. воду V=25м³	2	
13	Хим. реагентный сарай	1	
12	Емкость-отстойник с виброситом V=30м³	1	
11	Емкость с глиномешалкой V=30м³	1	
10	Стояк	1	
9	ТМУ-25	1	
8	Емкости под авиа и индустриальное масла V=3м³	2	
7	Насосный блок на шасси Краз 250	1	
6	Насосы НБ-125	2	
5	Вышечный блок на шасси Краз-250	1	
4	Роторный блок	1	
3	Привышечный кран 8КЛ12	1	
2	Инструментальная площадка	1	
1	Приемный мост со стеллажами	1	
	Наименование	К-во	Примечание

№ докум. Подпись Дата

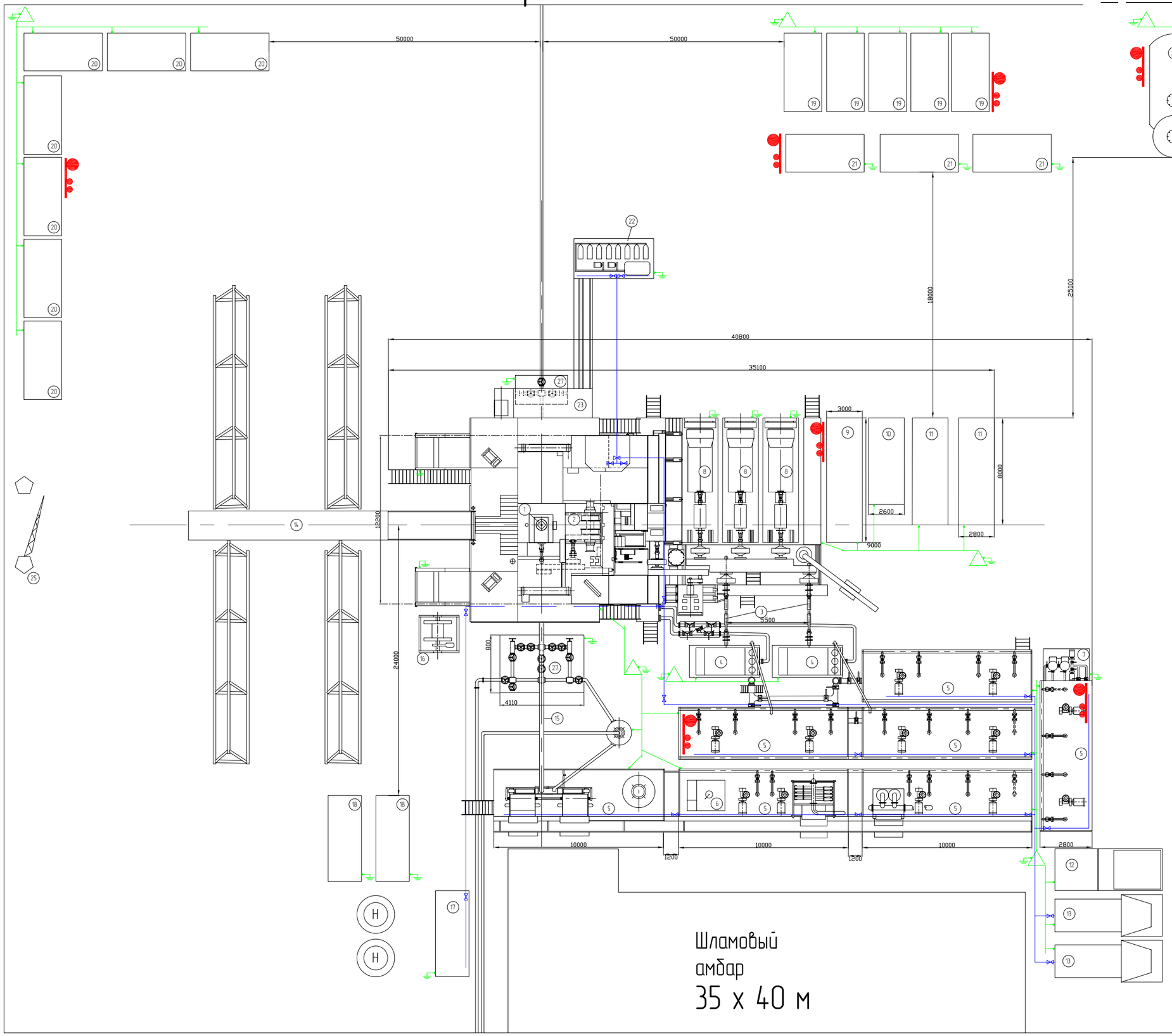
Типовая схема расположения бурового станка А-50 МБ

ОГМ

Схема расположения бурового оборудования ZJ-50 БУ №8 на месторождении

Утверждаю
И.О.Главный инженер ТОО "Сан Дриллинг"
_____ Гумаров Ж.
"__" _____ 2007г.

Согласовано:
Начальник управления по госконтролю и надзора в области ЧС Западно-Казахстанской области
_____
"__" _____ 2007г.



Условные обозначения

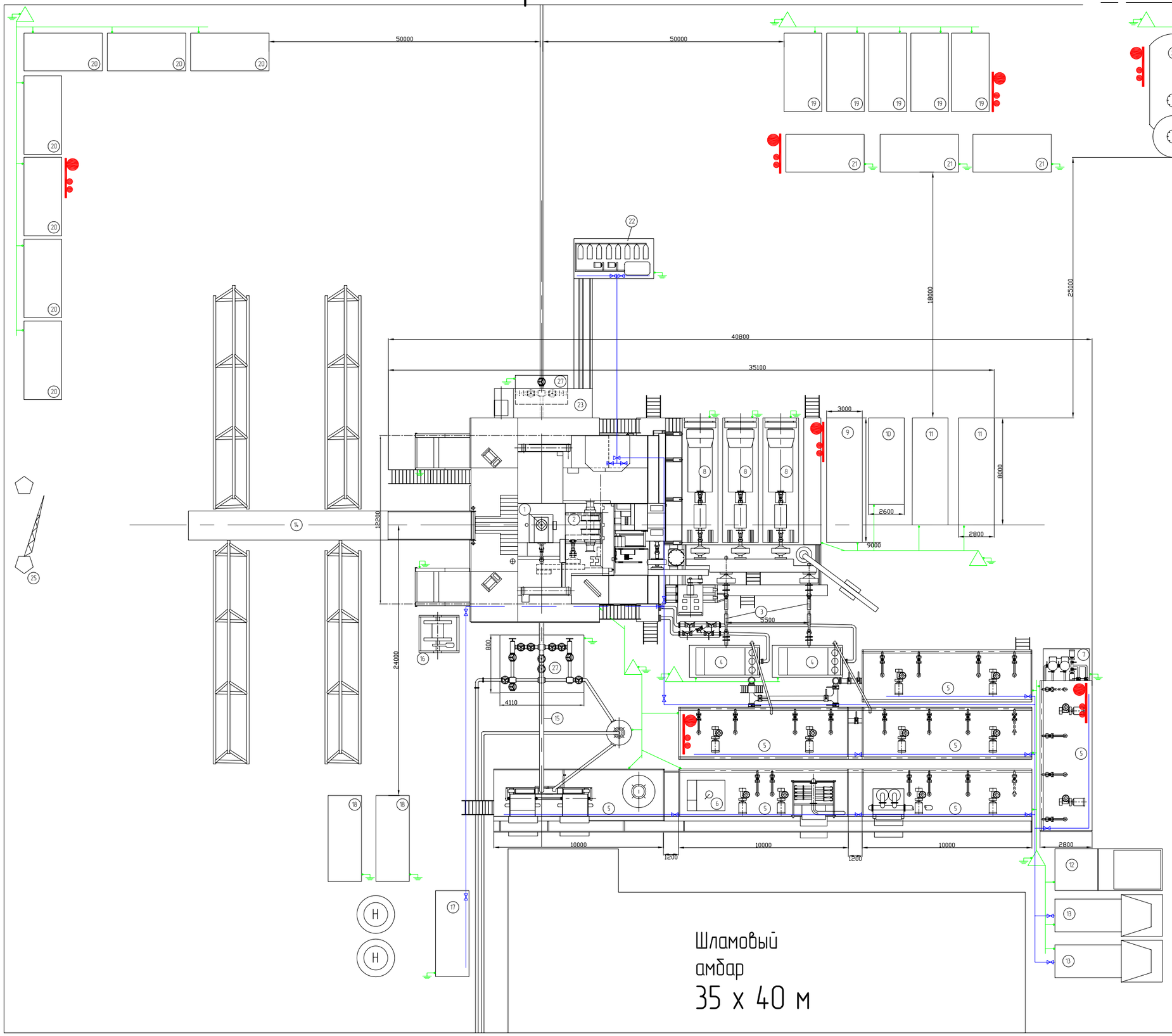
1	Устье скважины	1
2	Лебедка	1
3	Трансмиссий бурового насоса	2
4	Буровой насос F – 1300	2
5	Емкости для бурового раствора	7
6	Емкость дозировочная	1
7	Воронки гидроциклонные	2
8	Силовые агрегаты (дизель)	3
9	Компрессорная станция	1
10	Магистраль силового снабжения	1
11	Дизель-электрогенераторы	2
12	Водяная емкость для паровых котлов	1
13	Паровые котлы	2
14	Приемные мостки	1
15	Желоб	1
16	Бухта талевого каната	1
17	Емкости для технической воды	2
18	Станция ГИС	2
19	Склады	5
20	Жилые вагончики	7
21	Мастерские	3
22	Станция пульта управления ПВО	1
23	Культбудка	1
24	Топливные емкости	2
25	Проездной въезд-выезд	1
26	Аварийный выход	1
27	Блок дросселирования	1
28	Блок глушения	1
H	Бункеры для хранения цемента	2
30		
31		
32		
33		
34		
35		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Схема расположения бурового оборудования	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.		Гумаров Ж.						1:1000
Чертил		Бакасарин Е.				Лист		Листов
Пров.		Гумаров Ж.			месторождение	ТОО "Сан Дриллинг"		
Т.контр.								
Утв.								

Схема расположения бурового оборудования ZJ-50 БУ №8 на месторождении

Утверждаю
И.О.Главный инженер ТОО "Сан Дриллинг"
_____ Гумаров Ж.
"__" _____ 2007г.

Согласовано:
Начальник управления по госконтролю и надзора в области ЧС Западно-Казахстанской области
_____
"__" _____ 2007г.

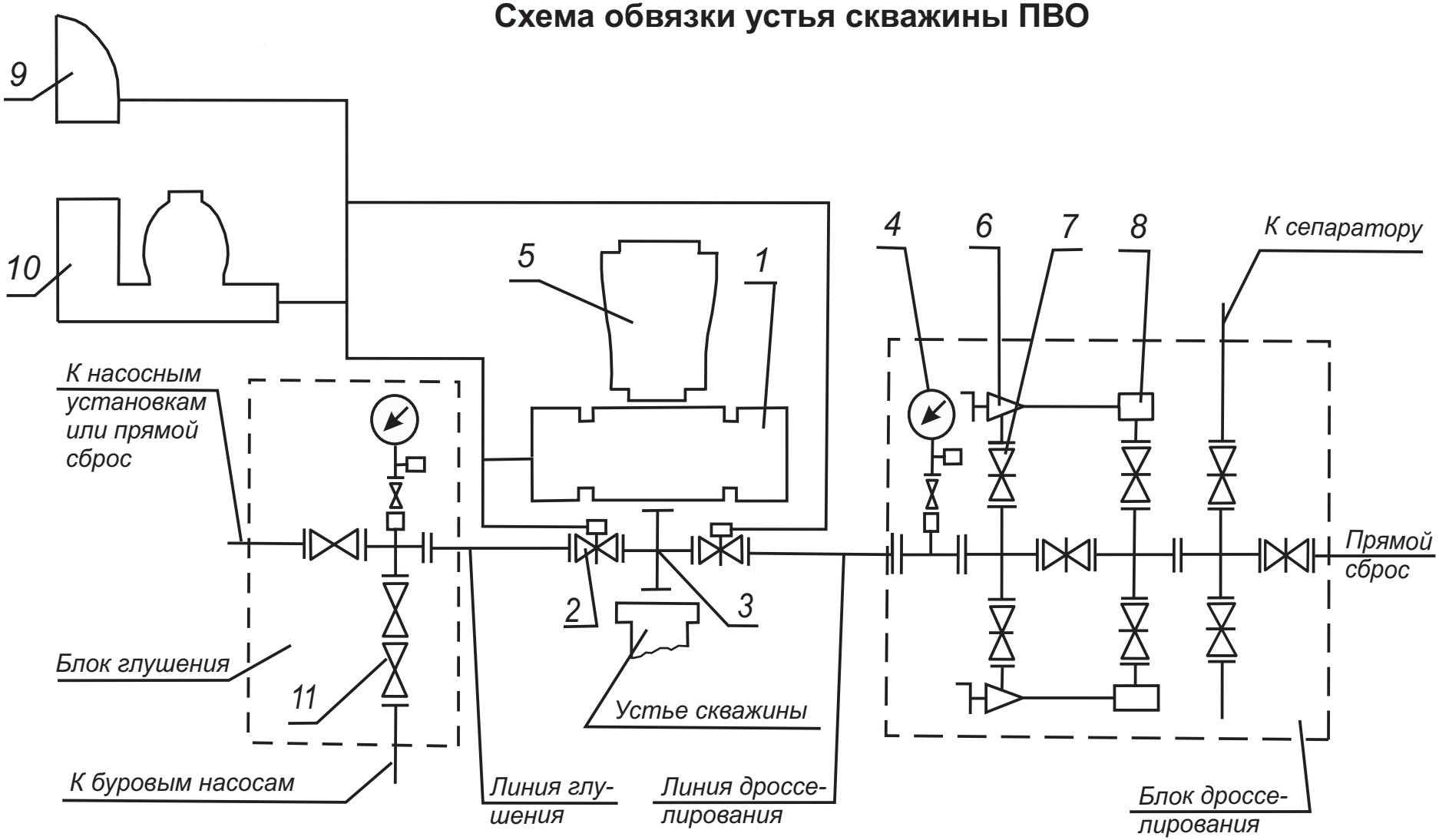


Условные обозначения

1	Устье скважины	1
2	Лебедка	1
3	Трансмиссий бурового насоса	2
4	Буровой насос F – 1300	2
5	Емкости для бурового раствора	7
6	Емкость дозировочная	1
7	Воронки гидроциклонные	2
8	Силовые агрегаты (дизель)	3
9	Компрессорная станция	1
10	Магистраль силового снабжения	1
11	Дизель-электрогенераторы	2
12	Водяная емкость для паровых котлов	1
13	Паровые котлы	2
14	Приемные мостки	1
15	Желоб	1
16	Бухта талевого каната	1
17	Емкости для технической воды	2
18	Станция ГИС	2
19	Склады	5
20	Жилые вагончики	7
21	Мастерские	3
22	Станция пульта управления ПВО	1
23	Культбудка	1
24	Топливные емкости	2
25	Проездной въезд-выезд	1
26	Аварийный выход	1
27	Блок дросселирования	1
28	Блок глушения	1
H	Бункеры для хранения цемента	2
30		
31		
32		
33		
34		
35		

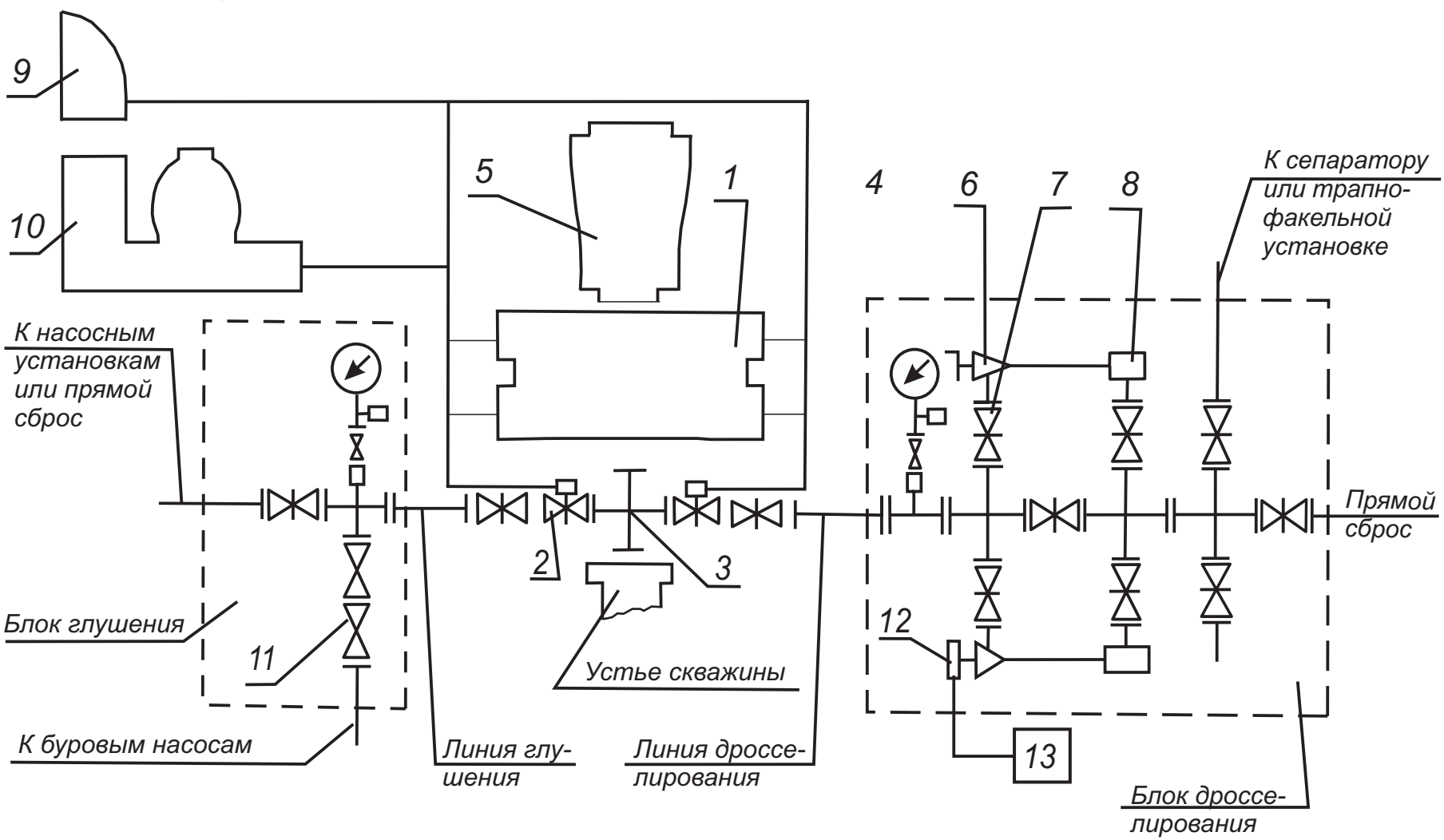
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Схема расположения бурового оборудования	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.		Гумаров Ж.						1:1000
Чертил		Бакасарин Е.				Лист		Листов
Пров.		Гумаров Ж.			месторождение	ТОО "Сан Дриллинг"		
Т.контр.								
Утв.								

Схема обвязки устья скважины ПВО



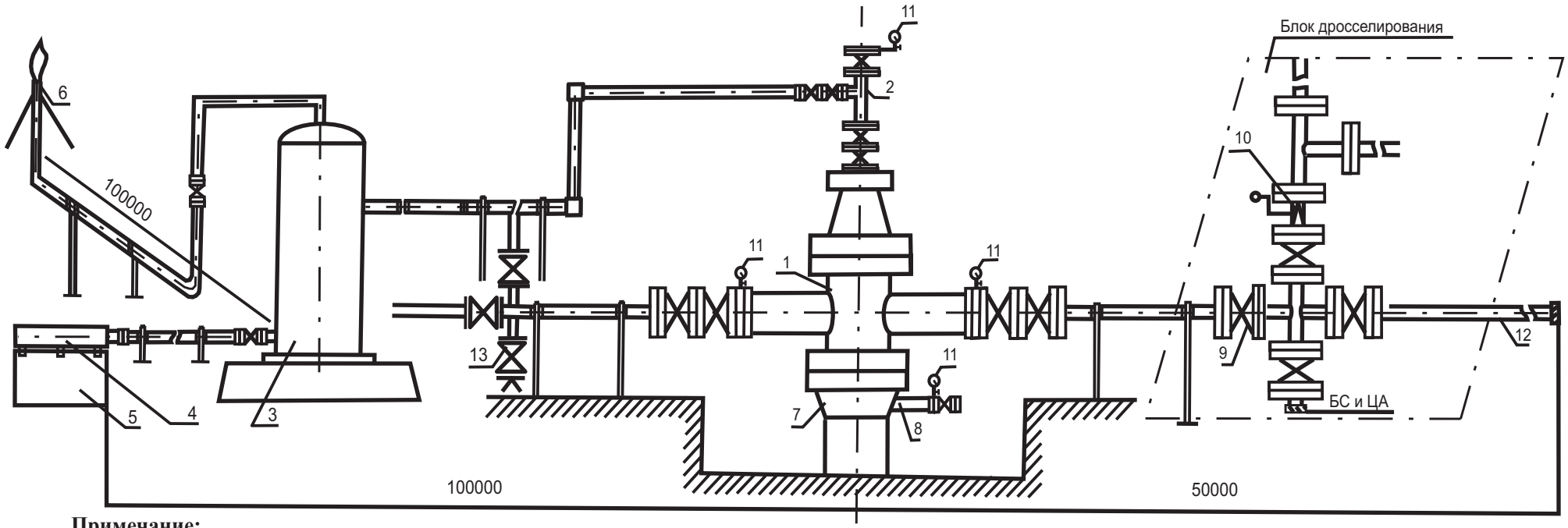
1 - плашечный превентор; *2* - задвижка с гидравлическим управлением; *3* - устьевая крестовина; *4* - манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; *5* - кольцевой превентор; *6* - дроссель регулируемый с ручным управлением; *7* - задвижка с ручным управлением; *8* - гаситель потока; *9* - вспомогательный пульт; *10* - станция гидропривода; *11* - обратный клапан;

Схема обвязки устья скважины ПВО



1 - плашечный превентор; *2* - задвижка с гидравлическим управлением; *3* - устьевая крестовина; *4* - манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; *5* - кольцевой превентор; *6* - дроссель регулируемый с ручным управлением; *7* - задвижка с ручным управлением; *8* - гаситель потока; *9* - вспомогательный пульт; *10* - станция гидропривода; *11* - обратный клапан; *12* - регулируемый дроссель с гидравлическим управлением; *13* - пульт управления гидроприводным дросселем

Типовая схема обвязки устья скважины при испытании



Примечание:
При освоении в колонне фонтанная арматура соединяется с двумя продувочными отводами, направленными в противоположные стороны. Каждый отвод длиной не менее 100 метров от устья скважины и соединяется с факельной установкой с дистанционным розжигом. На факельной линии устанавливается огнепреградитель.

13	Блок глушения	3		4	Искрогаситель		
12	Линия глушения			3	Сепаратор		
11	Манометр высокого давления	4		2	Фонтанная арматура		
10	Регулируемый дроссель (штуцер. колодка)	1		1	Крестовина		
9	Механическая задвижка				Наименование		
8	Отвод межколонный	1		Разраб.		Типовая схема №4	
7	Колонная головка	1		Чертил		Обвязка устья скважины	
6	Факельная линия	1					
5	Замерная емкость	1					

ЛИЦЕНЗИЯ

21.12.2021 года **21033693**

Выдана **Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8
БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес -идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие **Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов**

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

Особые условия

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

Примечание **Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар **Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) **Арымбек Құдайберген Берікұлы**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Дата первичной выдачи **25.04.2013**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Нур-Султан**

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 21033693

Дата выдачи лицензии 21.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов
- Составление проектных документов для месторождений углеводородов

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

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8, БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база **Атырауская обл., г. Атырау, мкр. Нурсая, пр. Елорда, строение 10.**

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензиар **Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **Арымбек Құдайберген Берікұлы**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Номер приложения 003

Срок действия

Дата выдачи приложения 21.12.2021

Место выдачи г.Нур-Султан

Приложение №1 к Заказ наряду

Техническое задание

на разработку технического проекта с экологической оценкой (РООС) на строительство эксплуатационной горизонтальной скважины на месторождении С.Нуржанов СЗК.

1. Техническая часть

1.Тип проекта: индивидуальный.
2. Месторождение: С.Нуржанов СЗК.
3. Административное расположение: страна Республика Казахстан, область Атырауская, Жылыойский район
4. Цель бурения: добыча нефти.
5. Проектный горизонт: Триас
6. Номер скважины: № НСВ-14
7. Проектная глубина: вертикальная 3358,47 метров. По стволу- по расчету.
8. Профиль скважины:

Координата устья:	X – 9674108,00;	Y- 5086257,00;
Координаты забоя:	X – 9675412,16;	Y – 5085493,54;

Примечание:
Профиль скважины определяется проектной организации на основании проверочных расчетов на проходимость обсадных труб
Также профиль скважины может быть скорректирован Заказчиком в зависимости от расположения устья скважины.

9. Обьем подготовительных работ:
10. Строительно-монтажные работы:
10.1.Тип буровой установки: мобильная буровая установка.
10.2.Установка для испытания: мобильная буровая установка.
10.3. Вид строительства: первичный.
10.4. Способ бурения: роторный/ВЗД/Роторная управляемая система.
10.5. Вид привода - дизельный.
11. Источники:
11.1. Электроснабжения: ЛЭП/ДЭС.
11.2. Водоснабжения: пластовая техническая вода и питьевая - привозная.
11.3. Связи: радиостанция «Корал».
11.4. Местных строительных материалов – отсыпка площадки и подъездных дорог не предусматривается.
12. Транспортная схема:
транспортировка буровых вахт осуществляется вахтовым автобусом с г. Атырау до месторождения; материалы, трубы, химические реагенты, тампонажный цемент, ГСМ автотранспортом из г. Атырау.

Промыслово-геофизические исследования:

Наименование исследований	Масштаб записи (предоставляемого материала)	Замеры и отборы производятся			Комментарий
		при забое, м	в интервале, м по стволу		
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
ПС, КС, ГК, НГК, ИК, профилеметрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия, резистивиметрия.	1:500	1500	100	1500	
АКЦ-ФКД интегрального типа	1:500	1500	0	1500	После спуска кондуктора

СГК, ГК, НГК, ННК-т, БК-много зондовый, ГГК-п, ГГК-с, МБК, АК, ИК (многозондовый), АКШ (DSI), профилеметрия	1:200/1:500		1500	2930	
АКЦ (ультразвуковой имиджер) либо 6-ти, 8-ми секторный (по усмотрению Заказчика)	1:500		0	2910	После спуска тех. колонны
СГК, ГК, НГК, ННК-т, БК-много зондовый, ГГК-п, ГГК-с, МБК, АК, ИК (много зондовый), АКШ (DSI), профилеметрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия, резистивиметрия.	1:200/1:500	3641	2930	3641	ГИС проводятся на бурильных трубах
АКЦ (ультразвуковой имиджер) либо 6-ти, 8-ми секторный (по усмотрению Заказчика)	1:500	3641	0	3641	После спуска экс. колонны
MWD/LWD		4641	3600	4641	В горизонтальном стволе исследования проводятся в процессе бурения скважины в режиме реального времени для геологической проводки
ГТИ		с 1500 метров до 4641м			По решению Заказчика

14. Продолжительность строительства скважины:

14.1.Монтаж буровой установки, подготовительные работы к бурению, бурение, крепление и испытание рассчитывается на основе единых норм времени и нормативной карты.

15. Предполагаемая конструкция скважины:

№ п/п		Наименование колонн	Диаметр скважины	Диаметр колонны	Марка стали	Толщина стенки, не более	Интервал спуска по стволу, м		Высота подъема цемента
			мм	мм	API	мм	от	до	
1		Направление	490,0	426,0	Д	10	0	100	До устья
2		Кондуктор	393,7	323,9	По расчету	По расчету	-	По расчету	До устья
3		Техническая	295,3	244,5	По расчету	По расчету	-	По расчету	До устья
4		Экс. колонна	220,7	177,8	По расчету	По расчету	-	По расчету	До устья
5		Хвостовик	155,6	114,3	По расчету	По расчету	-	По расчету	Рассмотреть применение цементирования хвостовика
		Система заканчивания для многостадийного гидроразрыва пласта		114,3	По расчету	По расчету	-	По расчету	

Примечание:
**Интервалы спуска экс. колонны и хвостовика могут быть изменены в процессе бурения;*

Предварительно предлагаемая конструкция скважины и технология бурения должны обеспечить выполнение поставленной задачи, т.е. достижение проектной глубины, проведение всего комплекса

исследований, а также обеспечить оптимальный срок строительства скважины.

Конструкция скважины должна обеспечить соблюдение всех существующих в Республике Казахстане норм и правил по защите окружающей среды при строительстве скважин.

Оптимальную конструкцию скважины проектировщик должен выбрать на основании анализа раннее пробуренных скважин на этой месторождении и графика совмещенных давлений.

Подрядчик на основе анализов и технических расчетов может представить свою конструкцию скважины на утверждение Заказчику.

Основные комплектующие колонны для заканчивания скважин – по рекомендации проектного института.

Проведение работ по мультистадийному ГРП.

Проведение 10 стадий ГРП объемом 30-50 тонн за стадию.

Возможность по требованию заказчика проведения ГРП с применением следующих методик/технологий:

- ГРП на основе полимерных жидкостей с применением стандарного керамического проппанта;
- ГРП на основе полимерных жидкостей с применение цилиндрического проппанта;
- ГРП на основе безполимерной жидкости с применением стандарного керамического проппанта;
- Проведение ГРП с созданием открытых каналов внутри трещины ГРП;
- Пенный ГРП с применением стандарного керамического проппанта.

При этом проектный институт должен предложить подходящую технологию с учетом характера продуктивного пласта и обосновать.

16. Тип бурового раствора: полимерный буровой раствор.

Проектный институт должен предложить и обосновать:

- тип и параметры буровых растворов, экологическую целесообразность их применения, потребность в объемах и компонентах применяемых для их приготовления, обработки и утяжеления, как в процессе бурения, так и при спуске обсадных колонн;
- эффективное вскрытие продуктивных отложений с последующим восстановлением естественной проницаемости;
- реологические показатели буровых растворов должны поддерживаться на уровне, гарантирующем очистку ствола скважины;
- обеспечить минимально допустимую репрессию на продуктивные пласты;
- обеспечить сохранение естественной проницаемости продуктивных пластов;

17. Проект согласовывается с Департаментом по чрезвычайным ситуациям Атырауской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан.

18. Приложить к проекту следующие дополнительные разделы: геолого-технический наряд, технический паспорт проекта, схема расположения бурового оборудования, схема оборудования устья скважины.

2. Раздел охраны окружающей среды

Требования к составу и содержанию проектной документации:	Состав и содержание раздела ООС должно соответствовать требованиям: - Экологического Кодекса РК; - Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения»; - ЗРК «О гражданской защите» №188-V от 11.04.14 - Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду».
Состав проекта: (Содержание данного пункта Технического задания отражает требования Заказчика к разработке раздела ООС и не ограничивает действия НПА РК по разработке и утверждению подобного рода проектов)	1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЕ О МЕСТОРОЖДЕНИИ. 2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАНИРУЕМЫХ РАБОТ 3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА: 3.1. Характеристика климатических условий необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду; 3.2. Характеристика современного состояния воздушной среды; 3.3. Современное состояние воздушного бассейна района

ПРОТОКОЛ
совместного производственно-технического совещания
АО "Эмбамунайгаз" и Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»

г. Атырау 27.08.2026г.

Присутствовали:
От АО «Эмбамунайгаз»:
Уркешбаев К.К. - Руководитель службы бурения и КРС
Амангалиев А.Т. – Заместитель руководителя службы бурения и КРС

От Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»:
Губашев С.А. - Директор департамента проектирования бурения и экологии
Блгалиев Р.Н. - Начальник управления проектирования бурения и РС

Повестка дня:

Рассмотрение и согласование «Индивидуального технического проекта на строительство эксплуатационной горизонтальной скважины №НСВ-14 с наклонным устьем на месторождении С.Нуржанов СЗК».

Обсуждение:

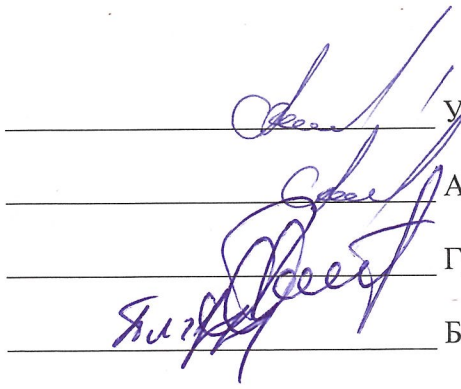
По данному вопросу выступил представитель Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» Блгалиев Р.Н. с информацией, что «Индивидуальный технический проект на строительство эксплуатационной горизонтальной скважины №НСВ-14 с наклонным устьем на месторождении С.Нуржанов СЗК» разработан и закончен в полном объеме. На данном этапе необходимо получение письмо-согласование от ДЧС по Атырауской области.

Далее выступил Амангалиев А.Т. с информацией, что проект выполнен в соответствии с предъявляемыми требованиями и предлагаются к отправке в контролирующие органы для получения необходимых согласований.

В обсуждении вопроса также приняли участие Уркешбаев К.К. и Губашев С.А.

Совещание постановило:

На основании настоящего протокола утвердить вышеуказанный проект как выполненный в соответствии с предъявляемыми требованиями и направить в контролирующие органы для получения согласований.



_____ Уркешбаев К.К.

_____ Амангалиев А.Т.

_____ Губашев С.А.

_____ Блгалиев Р.Н.