

ТОО «ЭМБАВЕДЬОЙЛ»

ТОО «КАСПИАН ЭНЕРДЖИ РЕСЕРЧ»

«Утверждаю»



**Генеральный директор
ТОО «Эмбаведьойл»**

Чердабаев М.М.

2026г.

**Групповой технический проект
на строительство эксплуатационных и оценочных
скважин на месторождении Южный Камыскуль
глубиной 300м**

**Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи
Ресерч»**



Джамикешов А.М.

г. Атырау, 2026 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный инженер проекта



Умбетов Е.К.

Ведущий инженер



Туралиев К.С.

Начальник отдела проектирования
оценочных работ



Тлекбаева Л.Н.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ I.....	5
РЕФЕРАТ	8
ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	9
1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	10
2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	13
3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	14
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	16
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин	18
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважин.....	21
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважин	24
4.4. Исследовательские работы	26
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважин, сведения по эксплуатации	29
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ.....	33
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	42
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	43
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	51
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	58
9.1. Обсадные колонны	58
9.2. Цементирование обсадных колонн.....	62
9.3. Оборудование устья скважины.....	68
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН.....	69
10.1. Испытание пластов в процессе бурения	69
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	71
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	76
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	77
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)	77
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ	86
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ.....	87
15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И	91
ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА	91
16. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ.....	101
16.1. План ликвидации аварии	109
16.2. Авторский надзор за реализацией проектных решений	110
17. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР.....	112
17.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	113
17.2. Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины.	114
17.3. Долив скважины	116
17.3. 1. Геофизические исследования и работы.	117
17.4. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция.	119
17.5. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	120
17.6. Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурения, испытания и освоения скважины	121
17.7. Организация контроля за производством работ на объектах работниками противоблужетной службы в зависимости от условий строительства и особенности	

скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противофонтанной службы.....	122
17.8. Наличие средств дегазации, вентиляции	122
17.9. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала	122
17.10. Основные требования пожарной безопасности	123
17.11. Идентификация опасностей	124
17.12 Охрана недр.	127
17.12.1 Общая задача охраны недр в период поисково-разведочных работ на площади	127
17.12.2 Охрана недр в процессе разбуривания площади	127
17.12.3 Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления	130
17.12.4 Контроль окружающей среды.....	131
17.12.5 Радиационная безопасность	132
17.12.6. Рекультивация земель	133
17.12.7 Противофонтанная и газовая безопасность	133
18. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ	138
18.1 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины.....	138
18.2 Определение степени риска строительства скважины	138
18.3 Анализ видов и последствий отказов.	139
19. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ	143
ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ	143
РАЗДЕЛ II	146
ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	146
1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	147
2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ.....	150
Приложение.....	151
Приложение 1. Техническое задание	152
Приложение 2 Протокол совместного геолого-технического совещание	158
Приложение 3. Технический паспорт проекта.....	159
Приложение 4. Схема расположения буровой установки.....	161
Приложение 5. Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования.....	162
Приложение 6. Схема обвязки устья скважины при испытании	163
Приложение 7. Схема расположения жилого городка и план эвакуации людей при возникновении чрезвычайной ситуации	164
Приложение 8. Геолого – технический наряд.....	165

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

РАЗДЕЛ I

Таблица 1.1 - Основные проектные данные	10
Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины	11
Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы	11
Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы	12
Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины	12
Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации	12
Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования	13
Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ	14
Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой	14
Таблица 3.3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	14
Таблица 3.4 - Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.	15
Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях	15
Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	15
Таблица 4.1 - Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания пластов и коэффициент кавернзности	18
Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважин	19
Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	20
Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважин	21
Таблица 4.5 – Нефтеносность	21
Таблица 4.6 – Газоносность	22
Таблица 4.7 – Водоносность	22
Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважин	23
Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора	24
Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин	24
Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления	25
Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны	25
Таблица 4.13 - Текучие породы	25
Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения	26
Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама и грунтов	26
По результатам ГИС	26
Таблица 4.16 – Геофизические исследования	27
Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	27
Таблица 4.18 - Прочие виды исследований	28
Таблица 4.19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне	29
Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	30
Таблица 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	31
Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении)	31
Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам	32
Таблица 4.24 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	32
Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления	34
Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	36
Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	37
Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	38
Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	42
Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины	42
Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов	45
Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов	46
Таблица 7.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления и утяжеления	47
Таблица 7.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов	48
Таблица 7.5 - Потребности компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	48
Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	49
Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	50
Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	51
Таблица 8.2 - Компонировка низа бурильных колонн (КНБК)	52
Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК	53
Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК	53

Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы.....	54
Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн.....	54
Таблица 8.7 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом дефицита длины труб	55
Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы	55
Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов.....	56
Таблица 8.10- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой.....	57
Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки.....	57
Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн.....	58
Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны	58
Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	58
Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб.....	59
Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб.....	59
Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн	60
Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб	61
Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны	61
Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн	62
Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования	63
Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов.....	64
Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов).....	65
Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах.....	66
Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	66
Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники	67
Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	67
Таблица 9.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования	68
Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах.....	69
Таблица 10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах.....	70
Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	70
Таблица 10.4 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	71
Таблица 10.5 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	72
Таблица 10.6 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов	73
Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов	73
Таблица 10.8. - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне (в одной скважине)	74
Таблица 10.9 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	75
Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ.....	76
Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника	76
Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин)	78
Таблица 12.2 - Перечень топографо- геодезических работ.....	79
12.3. Объем строительных и монтажных работ для строительства скважины	79
(скважин)	79
Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ.....	79
Таблица 12.4. –Объемы работ по монтажу бурового оборудования, строительству привышечных сооружений и фундаментов «А-50 МБ»	81
Таблица 12.5 – Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для буровой	82
Таблица 12.6 – Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для дополнительного оборудования.....	83
Таблица 12.7 – Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование	84
Таблица 12.8– Объемы работ при использовании специальной установки для испытания скважин А-50 МБ.....	85
Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин	86
Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	86
Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации	87
Таблица 14.2 - Средства контроля.....	90
Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации	90
Таблица 15.1 - Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике	91
Таблица 15.2 - Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	93
Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций	95
Таблица 15.5 - Нормы освещенности	96
Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды	99

Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения	99
Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения	100
Таблица 16.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации	101
Таблица 19.1 Категория опасности	140
Таблица 19.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций	140
Таблица 1.1. Расчет расхода воды	148
Таблица 2.1 - Электроснабжение	150
Таблица 2.2 – Потребность в ГСМ	150

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 4.1 Обзорная карта района работ	17
Рис. 5.1 Совмещённый график давлений	35
Рис. 18.1 Дерево отказов и событий	124

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 – Техническое задание на проектирование
Приложение 2 – Паспорт проекта
Приложение 3 - Выбор и обоснование бурового оборудования
Приложение 4 – Схема расположения оборудования буровой установки А-50 МБ
Приложение 5 – Схема обвязки устья скважины ПВО
Приложение 6 - Схема обвязки устья при испытании
Приложение 7 - Схема и план вахтового поселка при возникновении чрезвычайной ситуаций
Приложение 8 - Геолого-технический наряд

РЕФЕРАТ

«Групповой технический проект на строительство эксплуатационных и оценочных скважин на месторождении Южный Камыскуль глубиной 300м» состоит из двух разделов, отражающих геологическую, техническую характеристику.

Ключевые слова: ЮЖНЫЙ КАМЫСКУЛЬ, КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ, БУРЕНИЕ И КРЕПЛЕНИЕ, ПЛОЩАДЬ, МОНТАЖ, ДЕМОНТАЖ, КОЛОННА, БУРОВОЙ РАСТВОР, ОСВОЕНИЕ, ПЛАСТ, ДОЛОТО, ОБСАДНАЯ ТРУБА, УБТ, НКТ, НАСОС, ИСПЫТАНИЕ.

Объект: Эксплуатационные и оценочные скважины на месторождении Южный Камыскуль.

Цель работы: Эксплуатация и оценка добычных возможностей продуктивных горизонтов месторождения Южный Камыскуль и получение дополнительной геолого-геофизической информации для составления подсчета запасов и проект разработки месторождения.

В проекте приведены краткие сведения о геологической характеристике месторождения, физико–механические свойства горных пород, давления и температура по разрезу скважины.

Прилагаются геолого-технический наряд, схема расположения буровой установки и схема ПВО.

В данном проекте выполнены следующие работы: организация и производство буровых работ, в том числе, горно–геологическая характеристика месторождения, конструкция скважины, выбор буровых растворов, выбор долот, способов бурения и осевой нагрузки на долото, крепление скважин обсадными колоннами, расчеты продолжительности вышкомонтажных работ.

РАЗДЕЛ I
ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

п/п №	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер скважины, строящейся по данному типовому проекту	7 эксплуатационных (101,102,103,104,105,106,107) 3 оценочных скважин (№№ ОЦ-8, ОЦ-9, ОЦ-10)
2	Площадь (структура)	Южный Камыскуль
3	Расположение (суша, море)	суша
4	Глубина моря на точке бурения, м	-
5	Цель бурения и назначенные скважины	Эксплуатационная и оценочная
6	Проектный горизонт	Средняя юра
7	Проектная глубина, м по вертикали по стволу	300 300
8	Число объектов испытания: в колонне в открытом стволе	2 -
9	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	вертикальная
10	Тип профиля	-
11	Азимут бурения, град	-
12	Максимальный зенитный угол, град	-
13	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
14	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	170
15	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
16	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	-
17	Категория скважины	третья
18	Металлоемкость конструкции, кг/м	37,3
19	Способ бурения	ротаторный
20	Вид привода	ДВС
21	Вид монтажа (первичный, повторный)	повторный
22	Тип буровой установки	А-50 МБ
23	Тип вышки	мачтовая
24	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	9,0 14,4
25	Тип установки для испытаний	А-50 МБ
26	Продолжительность цикла строительства скважин, сут. в том числе: - строительно-монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление испытание, всего в том числе: - в открытом стволе - в эксплуатационной колонне	22,0 6,0 1,0 9,0 6,0 - 6,0
27	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	1000

Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины

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
Кондуктор	244,5	0	30	0	30
Эксплуатационная колонна	168,3	0	300	0	300

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площа- док, тыс.м бу- рильных труб	Наличие тампонаж- ной конторы или цека (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количе- ство буровых станков		Время пребы- вания турбо- бура (элек- тробура) на забое, %	Время меха- нического бу- рения на воде, %	Дежурство работа бульдозера, трактора, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады (СДЕЛЬНАЯ, ПОВРЕМЕННАЯ)	Категория УБР (УРБ)	Коэффици- ент оборачивае- мости бу- рильных труб, %
		в бурении и испыта- нии	в том чис- ле в турбин- ном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	Да	-	-	-	нет	по заявке	Договорная	1	-

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие		Объём повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м³				
								количество				Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)	всего	в том числе подлежат		
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	слесарей	электромонтёров					12	13	14
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)					7	8	9	10			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	300	30	300	-	-	нет	нет	нет	нет	2	нет	Шлам	17,2	17,2	-	-
												Отработанный буровой раствор	68,1	68,1	-	-
												буровые сточные воды	136,2	136,2	-	-

Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см ³
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ШГН (механизированный)	в течении всего срока эксплуатации		-	290	121,7	незначительная	Общая коррозия	-	нефть	0,8980

Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

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

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования

п/п №	Название документа (проект поисковых работ, технологические схемы (проект) разработки площадей) (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица утвердившего документ.
1	2
1	С 1995 г. недропользователем является ТОО «Эмбаведьойл», имеющее Государственную Лицензию серии МГ №85 (нефть) от 13.03.1995 г. и Контракт №43 от 05.07.1996 г. на добычу нефти.
2	«Дополнение к проекту разработки месторождения Южный Камыскуль» 2026г.
3	Техническое задание на разработку «Групповой технический проект на строительство эксплуатационных и оценочных скважин на месторождении Южный Камыскуль глубиной 300м» в 2026 году.

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Название, единица измерения	Значение
1	2
Наименование лицензионного участка	-
Площадь (структура)	Южный Камыскуль
Административное расположение Республика Область (край) район	Казахстан Атырауская Жылыойская
Температура воздуха: - среднегодовая, °С; - наибольшая летняя, °С; - наименьшая зимняя, °С.	+15 +45 - 30
Среднегодовое количество осадков, мм	100-110
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,2
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	180
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	105
Азимут преобладающего направления ветра, градус	45-90
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	-

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	слаборасчлененный, слабовсхолмленный
Состояние местности	не заболоченная
Толщина снежного покрова, см	20-30(максимально на зиму) Плодородного слоя 10-15
Почвенного слоя	50-30
Растительный покров	0,5
Категория грунта	Полынь, колючка биюргун и др.

Таблица 3.3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначения участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения скважины, где могут быть вскрыты нефтяные пласты.	1,7	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин

Таблица 3.4 - Источники 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 энергопри- вода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	Пластовая вода с месторождения	0,5	Автоцистерна
Питьевая вода:	Привозная г.Кулсары или п.Доссор	45 100	Автоцистерна
Энергоснабжение	Электростанция	Дизель-электростанция при буровой	ЛЭП-380
Связь	Радиостанция	На буровой	Спутниковая связь, рация, внутри поселковый телефон

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
10-15	Одноколейная дорога 5 катег. В соответствии со СНиП – 1 занимает площадь 0,6 га	6	20	Насыпная грунтовая

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
да	Атырау - Актау	10	нет	-	-

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления:

«Групповой технический проект на строительство эксплуатационных и оценочных скважин на месторождении Южный Камыскуль глубиной 300м»

Цель бурения: Оценка и эксплуатация скважин.
Проектная глубина: 300м.
Проектный горизонт: Средняя юра

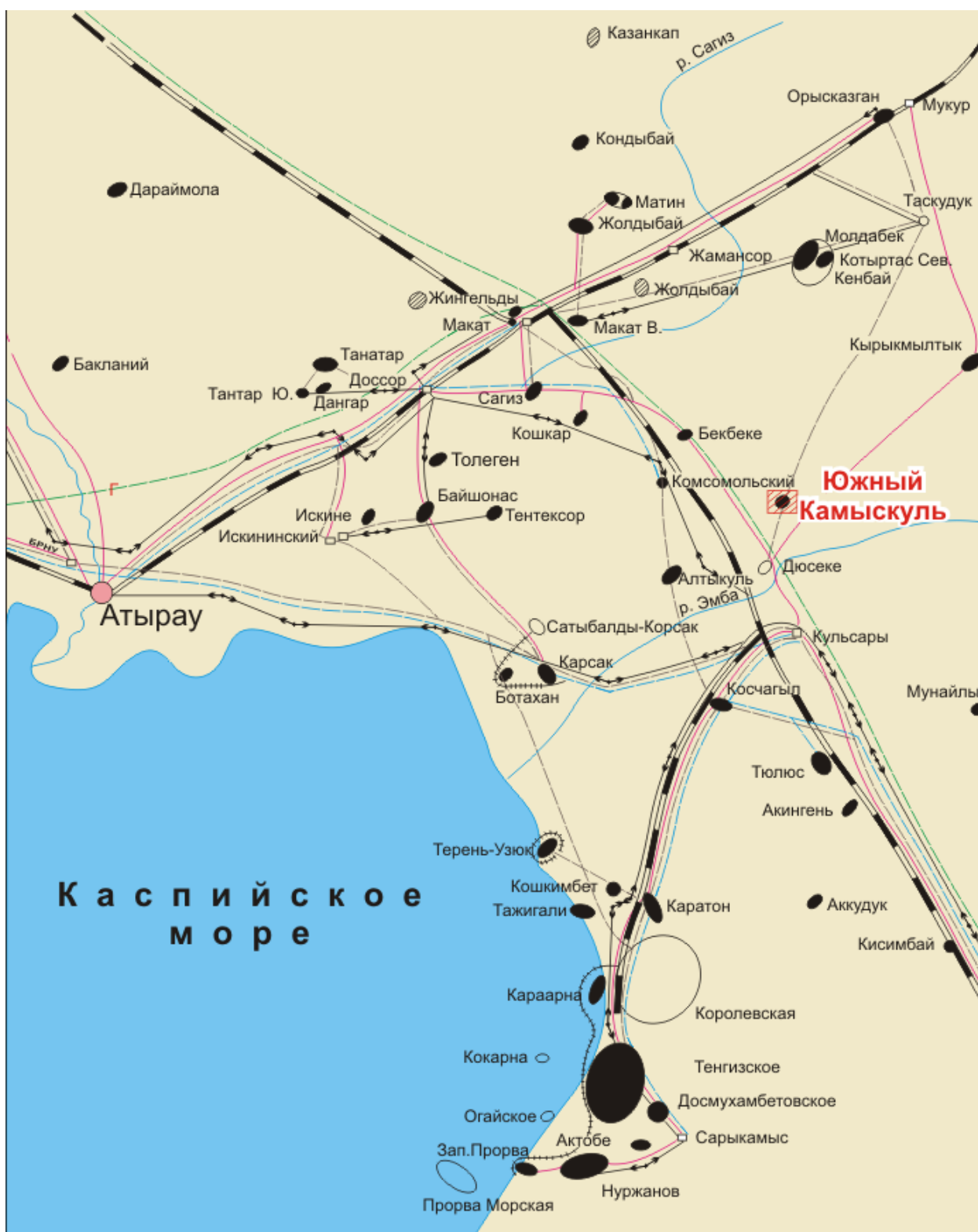


Рисунок 4.1 – Обзорная карта

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	название	индекс	угол. пад.	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	25	Четвертичные	Q	До 1	До 10	1,20
25	100	Нижний мел	K ₁	До 4	До 10	1,20
100	150	Верхняя юра	J ₃	До 4	До 10	1,20
150	300	Средняя юра	J ₂	До 4	До 10	1,20

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От	До	Краткое название	Процент в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	25	Глины	50	Глинами желтовато - и зеленовато-серыми, известковистыми, песками желтовато-бурыми, мелко- и среднезернистыми с включениями пирита и суглинками желтовато-зеленого цвета.
			Пески	40	
			Суглинки	20	
K ₁	25	100	Глины	30	Глины серые, зеленовато-серые, темно-серые до черных, серовато-голубые. Песчаники серые, темно-серые, мелко- тонкозернистые. Пески серые, голубовато-серые, плотные. Мергели серовато-голубые, светло-серые, плотные. Алевролиты темно-серые, песчанистые, слабоалевритистые сильно глинистые. Аргиллиты алевритовые, зеленовато-серые, средней плотности и твердости.
			Песчаники	20	
			Пески	15	
			Мергели	10	
			Алевролиты	15	
			Аргиллиты	10	
J ₃	100	150	Глины	60	Глины темно-серые, буроватые, плотные, известковистые. Песчаники серые, светло-серые, зеленовато-серые, темно-коричневые.
			Песчаники	40	
J ₂	150	300	Глины	40	Глины темно-серые, буроватые, плотные, известковистые, местами известковистые. Песчаники серые, светло-серые, зеленовато-серые, темно-коричневые. Пески коричневатого-серые, серые, мелко, среднезернистые.
			Песчаники	40	
			Пески	20	

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Сплошность породы	Твердость, МПа	Категория абразивности	Коэффициент пластичности	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13
Q	0	25	Пески	1750	5-47	0,001-1	10-30	5,0	1,5	10-40	I-IV	0,25-0,45	мягкая
			Глины	1800	10-50		10-15	3-5	1,0				
			Суглинки	1800	5-40		5-30	4-5	1,5				
K ₁	25	100	Глины	1870	5-10	0,001-1	30-90	3-5	2-3	40-75	III-VIII	0,17-0,45	средняя
			Песчаники	1820	5-10		5-20	5-10	2,4				
			Пески	1750	5-47		10-40	5,0	1,5				
			Мергели	2000	5-52		10-40	5-10	2,4				
			Алевриты	1900	2-23		10-70	5-9	3-4				
			Алевриты	1900	2-25		10-80	5-9	3-4				
J ₃	100	150	Песчаники	2200	10-50	0,001-1	80	5,0	1-3	75-125	III-VIII	0,25-0,45	средняя
			Глины	2000	5-52		30-90	3-5	2-3				
J ₂	150	300	Глины	2130	10-30	0,1-0,001	30-90	3-5	2-3	75-125	III-VIII	0,25-0,45	средняя
			Пески	1750	5-47		10-40	5,0	1,5				
			Песчаники	2340	10-30		5-30	5-16	3,5				

Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород %	Наличие: ДА, НЕТ			
	от (верх)	до (низ)			Избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	Межмерзлотных, напорных (защемленных) вод	Пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
многолетнемерзлые породы в разрезе отсутствуют.								

4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважин

Таблица 4.5 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность D на сПз	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Дебит в условиях испытания, м ³ /сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м ³ /м ³	содержание H ₂ S, %	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
J ₂	170	180	Поровый	0,8980	0,9000	0,40	0,49	1,83	0,7-3,0	-	-	-	-	-	-
	240	250	Поровый	0,8920	0,9200	0,57	0,49	1,83	3-20	-	-	-	-	-	-

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

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание в % по объему			Относительная по воздуху плотность газа при 20°C	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Параметры конденсата	
	от (верх)	до (низ)			H ₂ S	CO ₂	He			в пластовых условиях г/см ³	на устье скважины кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7		8	9	10	11
Газовые залежи по разрезу скважины не ожидаются											

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут.	Химический состав воды в мг/л эквивалентной форме						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину: (СФН, ГКН, ХЛМ, ХЛК, ХЛН)	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)				Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ + K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
К	216	220	Поровый	1,130	-	2962,6	-	-	2451,5	335,10	176,37	5621,5	ХЛК	НЕТ
Ј	292	299	Поровый	1,125	93,3	2864,3	2,57	0,03	2635,9	125,3	107,4	7510,9	ХЛК	НЕТ

Примечание:

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

Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважин

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

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ												Температура в конце интервала	
	От (верх)	До (низ)	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			гра- дус	Источ- ник по- луче- ния
			кгс/см ² на м		Источ точ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		Источ точ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		Источ точ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		Источ точ- ник полу- чения		
			От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	25	0,050	0,050	РФЗ	0,050	0,050	РФЗ	0,150	0,150	РФЗ	0,206	0,206	РФЗ	14	РФЗ
K ₁	25	100	0,050	0,050	РФЗ	0,050	0,050	РФЗ	0,150	0,150	РФЗ	0,206	0,206	РФЗ	18	РФЗ
J ₃	100	150	0,050	0,050	РФЗ	0,050	0,050	РФЗ	0,163	0,163	РФЗ	0,206	0,206	РФЗ	19	РФЗ
J ₂	150	300	0,050	0,050	РФЗ	0,050	0,050	РФЗ	0,163	0,163	РФЗ	0,206	0,206	РФЗ	20	РФЗ

4.3. Возможные осложнения по разрезу скважин

Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² •м)		Условия возникновения
	от	до				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q, K ₁	0	300	4	-	нет	0,050	0,163	При забойном давлении выше пластового давления на 8%

Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ (рекомендуемые)			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q, K, J	0	30	Ингибированный-полимерный	1100	Вязкость 35-40сек Водоотдача 4-5 см ³ /30мин	2	Промывка, проработка, обработка раствора химреагентами
	30	300	Ингибированный-полимерный	1150			

Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (газ, нефть, вода)	Плотность смеси при проявлениях, для расчета избыточных давлений, г/см ³	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи, и.т.д.)
	От (верх)	До (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
J ₂	170	180	нефть	0,8980	При превышении пластового давления на 5% над забойным	Разгазирование раствора, падение плотности бурового раствора, пузырьки газа, пленки нефти
	240	250	нефть	0,8920		

Таблица 4.12 - Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	РАСТВОР (рекомендуемый)			Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	<u>плотность, кг/м³</u> водоотдача, см ³ /30мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q, K, J	30	300	Сальникообразование, заклинки	Ингибированный-полимерный	<u>1150</u> 4-5	Нефть или FK-Lube	ДА	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя

Таблица 4.13 - Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текучих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Не ожидается					

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразования	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Не ожидаются				

4.4. Исследовательские работы

Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал по стволу, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		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
J	101,6	9	110	115	5	Q, K, J				По результатам ГИС			
		9	115	130	5								
		9	215	220	5								
		9	237	242	5		0	30	10				
		9	249	254	5		30	300	5				

Примечание: Интервалы отбора керна, шлама и грунта корректируется геологической службой ЗАКАЗЧИКА по фактически вскрываемому разрезу.

При проявлении признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновения признаков и отбор шлама производить через каждые 2 метра. Необходимо обеспечить вынос керна не менее 90%. Интервалы отбора керна могут быть откорректированы по данным ГИС и шламу.

Таблица 4.16 – Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		Примечание
		В интервале, м		
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
ПС, ДС, АК, БК, ИК, МКЗ, БМК, ГГКп, НГК, термометрия, профилометрия	1:200	30	300	-
АКЦ, (ФКД), ОЦК	1:500	0	300	После спуска колонн
ГК для привязки интервала перфорации, ЛМ до и после перфорации		0	300	-

Примечание: Интервалы и объемы ПГИ корректируется геологической службой Заказчика с учетом фактического разреза скважины.
Виды ГИС могут быть уточнены при составлении программы бурения.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	интервал, м		количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
Опробование пластов в процессе бурения не планируется						

Таблица 4.18 - Прочие виды исследований

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
Исследование керна		
Макроописание керна	м	25
Проницаемость	Образец	3*
Гранулометрический состав	Образец	3*
Карбонатность	Образец	3
Плотность пород	Образец	3*
Плотность минералов	Образец	3*
Палинологические исследования	Образец	1*
Исследование пластовой нефти		
Состав нефти	Пробы	3*
Плотность пластовой нефти	Пробы	3
Плотность дегазированной нефти	Пробы	3
Давление насыщения	Пробы	3
Палинологические исследования	Образец	1*

Примечание: * Указанный объем лабораторных исследований будет уточнен Заказчиком с учетом предложений бурового подрядчика.

3* - с каждого объекта испытания, 1** - 1 образец с каждого метра керна 3*** - с 1 метра 3 образца.

4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважин, сведения по эксплуатации

Таблица 4.19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) 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 (штучеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J ₂	2	170	180	160	190	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7	Раствор - вода – компрессирование	-	1,00
	1	240	250	230	260	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7		-	1,00

Примечание: Спуск эксплуатационной колонны, интервалы и количество испытаний, интервалы установки цементного моста определяются по результатам стандартных скважинных исследований ГИС

Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидropеско-струйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора, шт.	Предусмотрены ли спуски перфоратора на НКТ (да, нет)	Насадки для гидropеско-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
1-2	рассол	1,15	10	Кумулятивная	4-1/2 HSD Омега	12	120	1	Да	Не планируется	

Примечание:

- * Мощность интервалов перфорации уточняется по результатам оперативной интерпретации данных ГИС и исследований керна материала.
- * Плотность бурового раствора при перфорации уточняется по результатам исследований в открытом стволе в процессе бурения
- * Тип перфоратора может быть изменен по решению Заказчика.

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

Номер объекта	Название процесса: солянокислотная обработка, керасино-кислотной эмульсией, установка кислотной ванны, добавочная кумулятивная перфорация, обработка ПАВ, метод переменных давлений (МПД), закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см ³	Давление на устье, кгс/см ²	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, мм	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Не предусматривается									

Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

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

Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, МПа	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		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	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,8980	0,9000	0,8	-	15	17	
2	0,8920	0,9200	1,2		15	18	-

Таблица 4.24 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

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

Таблица 4.25 - 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				
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, г/см ³	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м ³ /сут	давление на устье, кгс/см ²	температура нагнетаемого агента, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Не предусматривается									

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Конструкция скважины принята в соответствии с утвержденным Техническим заданием на проектирование ТОО «Эмбаведьойл». Типовая конструкция скважины разработана в соответствии с действующими нормативно-методическими документами исходя из горно-геологических условий бурения, а также с учетом опыта строительства поисковых скважинах на данной площади.

1. Кондуктор $\varnothing 244,5$ мм $\times 30$ м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия палеогеновых отложений, обвязки устья скважины с циркуляционной системой и установки ПВО.

2. Эксплуатационная колонна $\varnothing 168,3$ мм спускается на глубину 300 м. Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи нефти. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

Обоснование необходимости спуска обсадных колонн и принятая конструкция скважины приведены в таблице 5.2; общая характеристика обсадных колонн – в таблице 5.3; в таблице 5.4 приведены предусмотренные проектом технико-технологические мероприятия при строительстве скважин, которые обусловлены особенностями геологического строения.

Таблица 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	
						Устройство шахты размером 1,5х1,5х1,3м.
244,5	18	Д	10	1,1	ГОСТ 632-80	Ствол под шурф для квадратной штанги бурится турбобуром долотом 295,3мм под углом 20 ⁰ к вертикали или шурфозаборником.

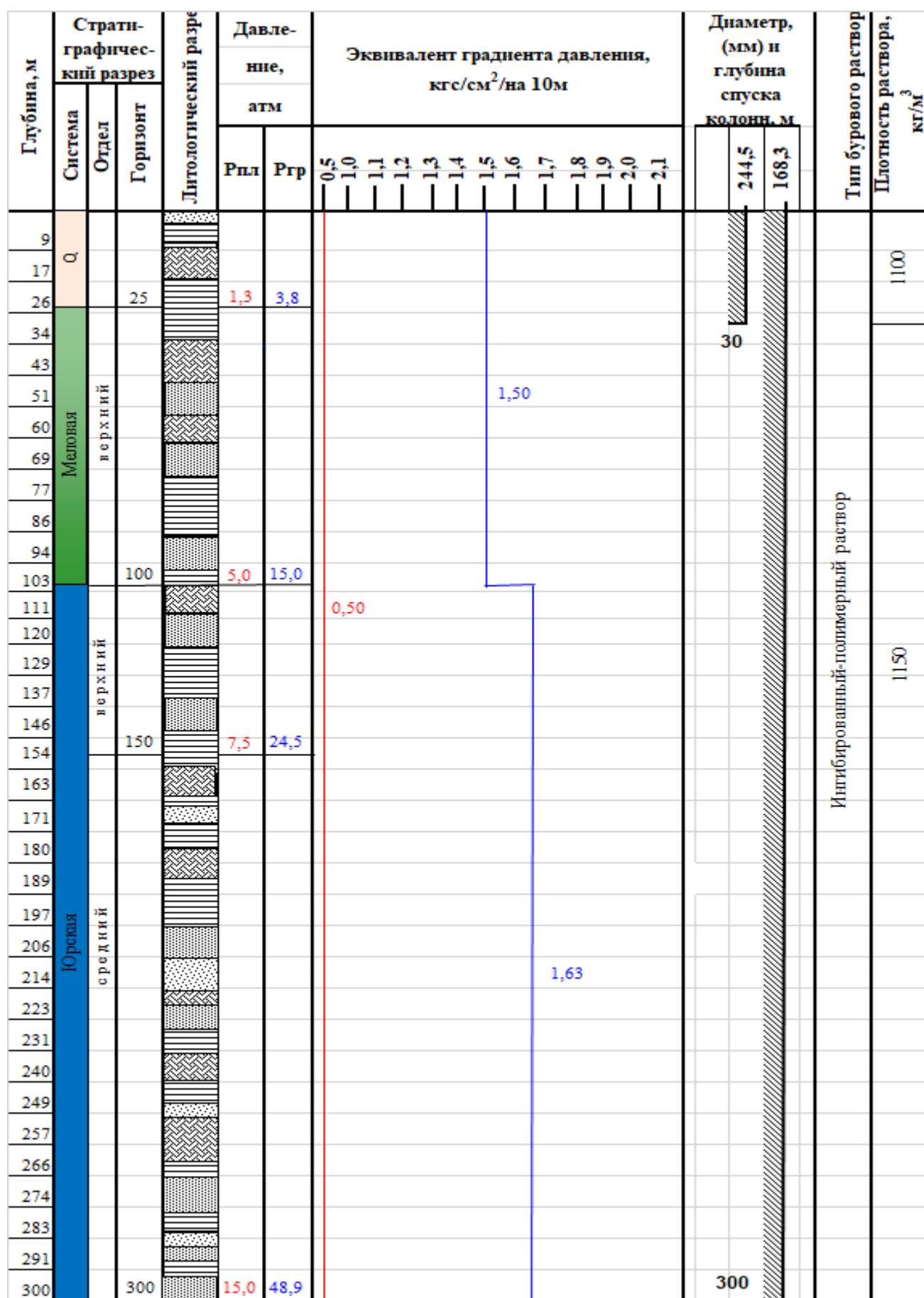


Рисунок 5.1. График совмещенных давлений

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, пер- вая и последу- ющие промежу- точные, заме- няющая, экс- плуатационная или открытый ствол)	Интервал по стволу скважины (установка ко- лонны или от- крытый ствол), м		Номи- нальный диаметр ствола скважи- ны (до- лота) в интер- вале, мм	Расстоя- ние от устья скважины до уровня подъема цементно- го раствора за колон- ной, м	Количе- ство раздель- но спуска- емых частей колон- ны, шт.	Номер раздель- но спускае- мой части в порядке спуска	Интервал установ- ки раздельно спус- каемой части, м		Необходимость (причина) спус- ка колонны (в том числе в один прием или секциями), установ- ки, надбавки смены или пово- рота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Кондуктор	0	30	295,3	0	1	1	0	30	Спускается с целью предотвращения размыва устья и обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО). Цементируется до устья
3	Эксплуатацион- ная колонна	0	300	215,9	0	1	1	0	300	Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи нефти.

Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.2.гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (табл. 5.2.гр.8)	Количество диаметров, шт.	Номер одно размерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	интервал установ- ки одноразмерной части, м		толщи- на стенки, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		кол-во типов соединений, шт.	номер в поряд- ке спуска	условный код типа соединения	максималь- ный наруж- ный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соеди- нения, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	244,5	0	30	8,9	1	1	ОТТMa	269,9	0	30
2	1	1	1	168,3	0	300	7,3	1	1	ОТТMa	187,7	0	300

Примечание: Возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по усмотрению «Заказчика».

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

П/П	НАИМЕНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ИЛИ КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ	ПРИЧИНА ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЯ
1	2	3
1	Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка действий буровой бригады в случае возможных ГНВП
2	Проверку ПВО на функционирование следует проводить; - до вскрытия продуктивного горизонта – 1 раз в неделю, при разбуривании продуктивного горизонта - ежесменное. Продувку внутренней полости линий дросселирования и глушения воздухом один раз в неделю. Результаты продувки отводов регистрировать в журнале проверки ПВО.	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. 9.7); - строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора (см. табл. 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. 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. 7.1).	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	Для обеспечения безаварийной работы при бурении скважины необходимо руководствоваться следующими документами: [1]. При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия: — Обеспечение систематического контроля показателей свойств бурового раствора и поддержание их согласно требованиям ГТН.	

1	2	3
	— Обеспечение буровой (до начала бурения) следующим минимумом ловильного инструмента, соответствующего размерам скважины и применяемым бурильным трубам и УБТ: колокол с направляющей воронкой, метчик, магнитный фрезер, печать, овершот. Ловильный инструмент должен быть исправлен, смазан и иметь соответствующие переводники под бурильные трубы. На каждый ловильный инструмент необходимо иметь эскизы с указанием размеров. — Перед спуском долот в скважину бурильщик обязан проверить диаметр долота, состояние присоединительной резьбы, сварных швов, люфт шарошек. — Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером сработки предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом. — Немедленно начать подъем инструмента при резком падении механической скорости в 2,5–3 раза за последние 15–50 минут бурения. — Запрещается крепление долот ротором. — В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, навернуть ведущую трубу (квадрат), произвести 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, недопуская превышения установленной величины с помощью моментомера. В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы. — При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. — В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой. — При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку. — Все резьбовые соединения УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами. — Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3500 м и через 50 ч при бурении свыше 3500 м.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

1	2	3
	— 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; — контроль параметров — кривизны и азимута с помощью инклиномера через 150–250 м проходки скважины;	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: — повышение расхода (скорости) восходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной производительности буровых насосов; — выход на поверхность части (пачки) бурового раствора, насыщенного газом, нефтью или пластовой водой во время промывки скважины— увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях при циркуляции; — перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции; — увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб; — уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб. В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины;	Предупреждение газонефтеводопроявлений

— плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту; - условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта; — 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 50–25 м³ под буровой раствор, используемый для долива скважины. Запрещается производить подъем бурильного инструмента из скважины при наличии сифона или поршневания. При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины. При длительных простоях (более 15 суток) бурящейся скважины вскрытые продуктивные горизонты должны быть изолированы цементным мостом. При появлении признаков газонефтеводопроявления необходимо принять экстренные меры в соответствии с действующими инструкциями, немедленно сообщить руководству буровой организаций. 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. При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения, обеспечивающего углубление скважины	Предупреждение газонефтеводопроявлений
---	---

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	Максимально допустимый интенсивность искривления на 30 м	при входе а продуктивный пласт	
					Минимально допустимый	Максимально допустимый
Не предусматривается		Скважины вертикальные			Скважины вертикальные	

Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м	
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общее
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Таблица информации не имеет (скважины вертикальные)								

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

7.1. Выбор типа промывочной и перфорационной жидкостей

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

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

7.1.1 Основными проблемами при бурении скважин являются:

- Поглощение бурового раствора частичное в процессе бурения;
- осыпи и обвалы стенок скважины в четвертичных, меловых и юрских горизонтов;
- Газонефтеводопроявление (ГНВП)

Решения:

- для недопущения нефтепроявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями (параметрами) бурового раствора и уровнем его в рабочих емкостях;
- для предупреждения осыпей использовать ингибированный раствор;
- в случае возникновения поглощений в раствор вводить наполнители.

7.1.2 Обоснование плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора по интервалам бурения определена исходя из горно-геологических условий бурения скважины в соответствии с требованиями «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности Республики Казахстан».

$$\rho_{б.р.} = 10 * k_{п.д.} * k_{пр.ср.}, \text{ где}$$

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

$k_{пр.ср.}$ – коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым.

Интервал:

0 – 30 м

$$0 - 30 \text{ м} \quad \rho_{б.р.} = 10 * 0,050 * (1,10 \div 1,15) = 1,10 \div 1,15 \text{ г/см}^3$$

Учитывая возможные осыпи стенок скважины в данном интервале, принимаем плотность $1,10 \text{ г/см}^3$. В случае появления интенсивных осыпей стенок скважины увеличить плотность бурового раствора до прекращения осыпей, не вызывая при этом поглощений.

Интервал:

30-300 м

$$30 - 300 \text{ м} \quad \rho_{б.р.} = 10 * 0,050 * (1,10 \div 1,15) = 1,10 \div 1,15 \text{ г/см}^3$$

Учитывая опыт бурения скважин на месторождении Южный Камыскуль, разбуривание под эксплуатационной колонну осуществляется буровым раствором плотностью $1,15 \text{ г/см}^3$. В случае появления интенсивных осыпей стенок скважины увеличить плотность бурового раствора до прекращения осыпей, не вызывая при этом поглощений.

7.1.3 Контроль качества и подготовка бурового раствора.

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

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то необходимо принять меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и другие) и их устранению.

Не допускается повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора с длительными перерывами на заготовку новых. Утяжеление бурового раствора производится при циркуляции его в процессе всего цикла.

Максимальное допустимое давление при циркуляции бурового раствора не превышает величину давления гидроразрыва пласта и поглощения.

Интервал 0-30 м бурение данного интервала производить с использованием забурочного раствора и добавками реагента-флокулянта с целью предупреждения перехода глин разреза (содержание глин в данном интервале до 65%) в раствор, что позволит избежать роста структурно-механических и реологических показателей и уменьшить необходимость разбавления его.

Бурение интервала 30-300 м. С целью максимального сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения осыпей стенок скважины, приготовить необходимое количество полимерного ингибированного KCl бурового раствора, обработанного реагентами согласно таблицы 7.2, до получения необходимых параметров. Содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5%. В случае появления осыпей содержание KCl увеличить до 10%. Утяжеление до плотности 1,18-1,24 г/см³ производить кислоторастворимым карбонатом кальция.

Необходимо обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, все основные параметры должны замеряться 3-4 раза в сутки, а плотность через 10-15 минут (при нефтегазоводопроявлениях - через каждые 5 минут), условную вязкость через 15-20 минут.

Результаты анализа должны сообщаться в буровое управление Компании.

Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и регулирования содержания твердой фазы (вибрационные сита, оснащенные сетками с ячейками для грубой очистки 40-80 меш и для тонкой очистки 100-200 меш, гидроциклонные пескоотделитель и илоотделитель, центрифуга). Илоотделитель должен работать при содержании коллоидной фазы выше значений, предусмотренных проектом таблицы 7.1. Эффективное использование системы очистки позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров бурового раствора, сократить затраты на его обработку (избежать максимального разбавления) и обеспечить сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов.

Периодически в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности (в количестве 1.5-2.0 м³), с целью дополнительной очистки ствола скважины, особенно в кавернозной части его.

Перечень оборудования по очистке бурового раствора представлен в таблице 7.7.

Таблица 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.)			рН	Содержание (KCl), %	пластическая вязкость, мПа*с	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ²	плотность до утяжеления, г/см ³
	1 мин.	10 мин.				коллоидной (активной части)	песка		всего							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Полимерный раствор	0	30	1,10	35-40	4-5	4-8	7-12	0,5	-	<1		9,5-10	6-8	Как можно ниже	20-25	1,10
	30	300	1,15													

Примечание: Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины.

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал (по стволу), м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, кг/м ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, кг/м ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	30	полимерный раствор	1100	-	Аграпол	1000	-	-	-	2,0
						КССБ-2М	1140	-	-	-	6,0
						Форалис-380	1200	-	-	-	13,0
						KCl	1990	-	-	-	30,0
						КМЦ-500	1120	-	-	-	5,0
						Каустическая сода	2130	-	-	-	2,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	2,0
						Пеногаситель (Т-80)	1080	-	-	-	2,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	980
2	30	300	полимерный раствор	1150	нет	Аграпол	1000	-	-	-	2,0
						КССБ-2М	1140	-	-	-	6,0
						Форалис-380	1000	-	-	-	15,0
						KCl	1990	-	-	-	30,0
						КМЦ-500	1120	-	-	-	6,0
						Каустическая сода	2130	-	-	-	2,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	2,0
						Пеногаситель (Т-80)	1080	-	-	-	2,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	978

Примечание: Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика на раствор улучшающий качество проходки скважины

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

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода компонентов бурового раствора м ³ /м и его компонентов, кг/м ³			Потребность бурового раствора (м ³) и его компонентов, т				
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	объем скважины, м ³	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	30	-	Полимерный раствор	-	Расчет				42	3	45
			Аграпол	2,0	1	-	-	-	0,084	0,006	0,090
			КССБ-2М	6,0	1	-	-	-	0,252	0,018	0,270
			Форалис-380	13,0	1	-	-	-	0,546	0,039	0,585
			KCl	30,0	1				1,260	0,090	1,350
			КМЦ-500	5,0	1	-	-	-	0,210	0,015	0,225
			Каустическая сода	2,0	1	-		-	0,084	0,006	0,090
			Кальц. сода	2,0	1	-	-	-	0,084	0,006	0,090
			Пеногаситель (Т-80)	2,0	1	-	-	-	0,084	0,006	0,090
			Техническая вода	980	1	-	-	-	40,337	2,881	43,218
30	300	2	Полимерный раствор		Расчет			25	27	13	66
			Аграпол	2,0	1	-	-	0,050	0,054	0,026	0,132
			КССБ-2М	6,0	1	-	-	0,150	0,162	0,078	0,396
			Форалис-380	15,0	1	-	-	0,375	0,405	0,195	0,990
			KCl	30,0	1			0,750	0,810	0,390	1,980
			КМЦ-500	6,0	1	-	-	0,150	0,162	0,078	0,396
			Каустическая сода	2,0	1	-		0,050	0,054	0,026	0,132
			Кальц. сода	2,0	1	-	-	0,050	0,054	0,026	0,132
			Пеногаситель (Т-80)	2,0	1	-	-	0,050	0,054	0,026	0,132
			Техническая вода	978	1	-	-	23,961	25,878	12,460	63,257

Таблица 7.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбурировании цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора кг/м ³	Количество, т
					плотность, кг/м ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Кондуктор	1	1	Бикарбонат натрия (NaHCO ₃)	2160	2	99,5	1	1,0	0,01

Таблица 7.5 - Потребности компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки бурового раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора кг/м ³	Количество, кг
			плотность, кг/м ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Кондуктор	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,04
3	Эксплуатационная колонна	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,09

Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Наименование (тип) компонента бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. изготовление	Потребность компонентов бурового раствора на интервале, т.		Суммарная, тн.
		0-30	30-300м	
1	2	4	5	6
Аграпол	Импортные	0,090	0,132	0,222
КССБ-2М	Импортные	0,270	0,396	0,666
Форалис-380	Импортные	0,585	0,990	1,575
KCl	Импортные	1,350	1,980	3,33
КМЦ-500	Импортные	0,225	0,396	0,621
Каустическая сода	ГОСТ 2263-79	0,090	0,132	0,222
Кальц. сода	ГОСТ 2263-79	0,090	0,132	0,222
Пеногаситель (Т-80)	Импортные	0,090	0,132	0,222
Техническая вода	Местные	43,218	63,257	106,475

Примечание: Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор, улучшающий качество проводки скважины.

Таблица 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 по вертикали, м	
					от (верх)	до (низ)
1	Вибросито	ВС-2	1	Импортное	0	300
2	Пескоотделитель	ПГ-60	1	Импортное	0	300
3	Центрифуга	LW450-842	1	Импортное	0	300
4	Илоотделитель	ИГ-45М	1	Импортное	0	300
5	Дегазатор	ДВС-III	1	Импортное	30	300
6	Гидроперемешатель	4УПГ	7	Импортное	0	300
7	Рабочий объем емкостей	100	2	Импортное	0	300
8	Блок приготовления раствора	6 м ³	1	Импортное	0	300

Примечание:

1. Под все интервалы ствола, очистка бурового раствора будет оптимизироваться с имеющимся оборудованием. Это может означать введение в работу вибросит и центрифуг, начиная с верхнего интервала ствола при необходимости.
2. Возможно использование другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК (см. табл. 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	30	Бурение	Роторный	1	С навеса	60	16,0	10-15
30	300	Бурение	Роторный	2	5-10	80-100	15,8	8,0
30	300	Проработка	Роторный	2	3-4	70-80	15,8	6-10
110	254	Отбор керна (по интервально)	Роторный	3	4-6	50-60	14,0	5-8

Примечание:

1. Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком.
2. Разбуривание цементного стакана, обратного клапана и башмака обсадных колонн осуществлять с применением КНБК следующего интервала.

Таблица 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	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 и проработки от 0 до 30м											
1	1	III 295,3 код по IADC(111)*	0,0	295,3	-	0,46	75,0		27,9	3,1	Разрушение
	2	Переводник	0,46	177,8	71,4	0,50	87,45				Переводник
	3	УБТ-146,0	0,96	146,0	57,1	27,0	3005,1				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 30 до 300м											
2	1	III215,9 (код по IADC 121)*	0,0	215,9	-	0,36	40,0		101,5	9,3	Разрушение
	2	УБТ-146,0	0,36	146,0	57,1	9,00	1001,7				Нагрузка
	3	КЛС -215,9С	9,36	215,9	57,1	1,00	117,15				ОЦЭ
	4	УБТ-146,0	29,48	146,0	57,1	72,0	8013,6				Нагрузка
Интервал отбор керна от 110до 254м (по интервально)											
3	1	215,9/101,6	0,0	215,9	-	0,30	38,0		81,7	9,1	Отбор керна
	2	СК-171,5/101,6	0,30	171,5	101,6	9,4	1117,2				Прием керна
	3	УБТ-146,0	9,7	146,0	57,1	72,0	8013,6				Нагрузка

Примечание:

1. Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и изменение элементов КНБК на аналогичные, имеющиеся в наличии или по желанию Заказчика.
2. КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком.
3. Для разбуривания обратного клапана, башмака использовать торцовые фрезы, долота без бокового калибрующего оснащения или со срезанными периферийными зубьями.
4. * Допускается использование долот других фирм-производителей

Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работы по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервале, шт (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
III 295,3 (код по IADC 111)	Бурение	0	30	280		0,10
III 215,9 (код по IADC 121)	Бурение	30	300	320		0,84
III 215,9 (код по IADC 121)	Проработка	30	300	850		0,31
КЛС-215,9С	Бурение и проработка	30	300	900		0,30
215,9/101,6	Отбор керна	110	254	50		0,50

Примечание: Допускается использование долот других фирм-производителей.

Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов 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
Кондуктор	III 295,3 (код по IADC 111)*	Импортные	-	0,10	1,0	75,0
	СУБТ-146,0	Стан. API RP 7G		27,0	1к-т	3005,1
Эксплуатационная	III 215,9 (код по IADC 121)*	Импортные	0,31	0,84	2,0	80,0
	КЛС-215,9С	Стан. API RP 7G	-	0,30	1,0	117,1
	УБТ-146,0	Стан. API RP 7G		81,0	1к-т	9015,3
	215,9/101,6	Импортные	-	0,50	1,0	38,0

Примечание: *Допускается использование долот других фирм-производителей.

Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной колонны	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности материала)	Тип замкового соединения	Наружный диаметр замка, мм	Количество труб, ш.	Наличие труб (есть, нет)
ТБВК	101,6	10,0	Е	ЗШК-133	133	22	есть

Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клинях	Номер секции бурильной колонны	Характеристика бурильной колонны					Длина секции	Масса, тн		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	От (верх)	До (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка материала	толщина стенки	тип замкового соедин.		Секции	Нарастающая с учетом КНБК	статич прочн.	вынос-ливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	30	300	300	1	ТБВК	101,6	Е	10,0	ЗШК-133	198,5	5,1	14,4	>1,45	>1,5
Отбор керна	110	254	254	1	ТБВК	101,6	Е	10,0	ЗШК-133	172,3	4,4	13,5	>1,45	>1,5

Таблица 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
Кондуктор	0	30	УБТ	146,0	Д	57,2	3-122	27	3,0	3,0	3,1
Эксплуатационная	30	300	УБТ	146,0	Д	57,2	3-122	81	9,0	9,0	9,4
			ТБВК	101,6	Е	10,0	ЗШК-133	198,5	5,1	5,1	5,3

Примечание: * - Для УБТ - внутренний диаметр.

Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М×К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	300	Бурение, спуск обсадной колонны	3	4

Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологи- ческой операции (бурение, прора- ботка, промыв- ка и т.д.)	Тип бу- ровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная произ- водительность насосов в интерва- ле, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр ци- линдровых штулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	30	Бурение, проработка, про- мывка	НБ-125	1	0,66	127	60	0,90	90	16,0	16,0
30	300	Бурение, проработка, про- мывка		1	0,70	115	75	0,90	60	15,8	15,8
110	254	Отбор керна (по интервально)		1	0,70	115	75	0,90	50	14,0	14,0

Таблица 8.10- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стоянке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (мПа) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	30	Бурение, проработка, промывка	28,0	24,6		2,2	0,3	1,0
30	300	Бурение, проработка, промывка	69,0	57,8		9,6	0,3	1,3
270	529	Отбор керна (по интервально)	48,0	4,0	10	14,5	19,2	0,3

Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см.таблицу 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/сек	Удельный расход л/с. см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						количество	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	30	Бурение, проработка, промывка	0,97	0,051	Периферийная	-	3	14,28	66,02	99,74
30	300	Бурение, проработка, промывка	1,85	0,06	Периферийная	-	3	12,7	65,78	74,3
110	254	Отбор керна (по интервально)	0,99	0,044	Периферийная	-	7	7,94	37,87	14,77

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колон- ны в порядке спуске	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрес- совки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтап- ная опрес- совка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воз- дух и т.д.)	плотность (для га- зообразного агента - относительно воз- духа) г/см ³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
2	1	нет	да	нет	вода	1,03	-

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.5.2. гр.1)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл.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	Кондуктор	1	0	30	0	0,1	-	0,3
2	Эксплуатационная	1	0	120	0	1,7	9,0	9,2

Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см.табл.5.3.гр.11 и 16.2.гр.4)	марка (группа прочности труб)	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
244,5	импортное	ОТТМа	Д	8,9	да
168,3	импортное	ОТТМа	Д	7,3	да

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

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см.табл .5.2.гр.1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа на прочность материала труб)	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	30	30	1,6	1,6	244,5	ОТТМа	Д	8,9	39,0	<100	<100
2	1	1	0	300	300	9,0	9,0	168,3	ОТТМа	Д	7,3	3,5	1,9	15,9

Таблица 9.5 - 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	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
ОТТМа	244,5 х 8,9/ Д; ГОСТ 632-80 Н - 269.9- Д; ГОСТ 632-80	1,6	1,7	1,8
ОТТМа	168,3 х 7,3/ ГОСТ 632-80 Н-187,7-Д; ГОСТ 632-80	9,0	9,4	9,9

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Название об- садной колонны	Номер секции колон- ны в поряд- ке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на ко- лонну	
		Наименование шифр, типо- размер	ГОСТ, ОСТ, МРТУ и т.д. на из- готовление	Масса эле- мента, кг.	Интервал установки, м		Количество элементов на интер- вале, шт.	Количе- ство, шт.	Масса, кг
					от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кондуктор	1	245мм направляющий башмак БКМ-245	ОСТ 39-011-87	53	-	30	1	1	53
Эксплуатацион- ная	2	168мм направляющий башмак БКМ-168	ОСТ 39-011-87	32	-	300	1	1	32
		Муфта обратным клапаном 168мм тип ЦКОД.1-168	ТУ 39-1443-89	30	-	290	1	1	30
		Центраторы Тип ЦЦ-168/216-245-1	ТУ 39-01-08-283-77	9	0	30	1	1	9
					30	300	10	10	90
		Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-146x168	ТУ 3666-001- 00141887-93	5,5	-	290	2	2	11

Примечание: Количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических работ. Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов API.

Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	название колонны	номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	Кондуктор	1	Элеватор	лента ФУМ	ТУ 38-101708-78	0	30	-	-	Контроль за уровнем	-	-	-
3	Эксплуатационная	1	Элеватор	лента ФУМ	ТУ 38-101708-78	0	300	0,5÷0,8	300		300	2 цикла	20-25

Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давления на устье скважины при опрессовке, МПа			Глубина установки пакера, м	Давления на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секций в раздельно спускаемой части (снизу - верх)	Давление опрессовки труб равнопрочной секций на поверхности, МПа
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3	Эксплуатационная	1	-	1003	-	9,2	-	-	-	-	1	9,6

9.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 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	Кондуктор	Прямой	1	0	30	0	1	5	Буферный	-	-
									Тампонажный	0	30
									Продавочный	0	25
2	Эксплуатационная	Прямой	1	0	300	0	1	10	Буферный	-	-
									Тампонажный	0	300
									Продавочный	0	290

Примечание: 1. По усмотрения Заказчика, марки цемента могут быть заменены на аналоги улучшающие качество цементирования.
2. Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины.

Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	пластическая вязкость, мПа*с	динамическое напряжение сдвига, Па	Время начала схватывания, мин.	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Кондуктор	1	1	Тампонажная	1,5	1,80	50	13	180	12
				Продавочная	1,0	1,10	-	-		
3	Эксплуатационная	1	1	Буферная	2,0	1,00	-	-	-	-
				Тампонажная	8,0	1,80	50	13	180	48
				Продавочная	5,3	1,15	-	-	-	-

Примечание: Параметры тампонажных растворов уточняются по результатам бурения и геофизических исследований.

Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл.5.2, гр.8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кондуктор	1	1	Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1264
					Вода	1,00	-	-	1250
				Продавочная	Тех вода	1,10	-	-	-
2	Эксплуатационная	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	988
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	5
				Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15			1280
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			2,8
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25			2,8
					Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10			2,6
					Вода	1,00			570
				Продавочная	Буровой раствор	1,15	-	-	

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

* - Допускается использование других химических реагентов и добавок при условии обеспечения ими требований

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

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

Номер колонны в порядке спуска	Номер колонны в порядке спуска, (см. таблицу 5.2, гр.8)	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых) насосов						Время выполнения технологической операции, мин	
								Диаметр цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (буровых насосов), л/с	Давление, МПа		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	Затворение	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1	115	4	12,2	69,1	0	1,5	2,0	2,0
					ЦА-320М	Закачка	1	115	3	7,9	117	0	1,5	3,1	5,1
2	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М		1	115	3-4	18,3	50		2,0	1,8	1,8
			Затворения	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1						8,0	5,9	7,7
					ОСР-20	Заполнение	1								
					ЦА-320М	Закачка	1	115	4-5	22,4	75,0		8,0	5,9	13,6
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								
			Сброс пробки											5,0	18,6
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	1	115	4-5	22,4	75,0	1,7	4,3	3,2	21,8
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	2,7	1,0	4,1	25,9

Примечание: В процессе цементирования осуществляется контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементирующего агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции. Допускается применение цементирующих агрегатов других фирм - производителей (Halliburton, Schlumberger Dowell), обеспечивающие требуемые режимы цементирования.

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементиловочных агрегатах

Номер колонны в рядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цемен- тирования	Интервал цементирова- ния		Номер схемы обвязки цементировочной тех- ники	Потребное количество										
						Основные ЦА								Дополнительные ЦА		
			от, (верх)	до, (низ)		Тип	Всего	В том числе на:						Тип	Всего	Резерв
								Загворение	Сброс пробки	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	30		ЦА-320М	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-
2	1	1	0	300		ЦА-320М	3	1	-	1	1	-	-	ЦА-320М	-	1

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементилования	Интервал, м		Потребное количество													
					Смесительные машины					Цементовозы				Автоцистерны				
			от (верх)	до (низ)	Тип	Всего	В том числе			Тип	Всего	В том числе		Тип	Всего	В том числе		
							Тампонаж-1	Тампонаж-2	Тампонаж-3			Тампонаж-1	Тампонаж-2			Буферная	Затворение	Продавочная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2	1	1	0	300	2СМН-20	1	1											

Таблица 9.15 - Потребное для цементированния обсадных колонн количество цементировочной техники

№	Название или шифр	Потребное количество			суммарное на скважину
		номера колонн			
		1	2	3	
1	2	3	4	5	6
1	ЦА-320	1	3		4
2	СМН-20		1		1
3	ОСР-20		1		1
4	БМ-700		1		1
5	СКЦ-3М		1		1

Примечание: по усмотрению Заказчика тип цементировочной техники может быть заменён.

Таблица 9.16 - Потребное для цементированния обсадных колонн количество материалов

Номер по порядку	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Номера колонн (см. таблицу 5.2., графа 1), т			Суммарное на скважину
			1	2	3	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-2019	1,9	10,6		12,5
2	Вода	Местная	1,4	5,3		6,7
3	Буферный порошок МБП-М	ТУ 2148-215-00147001-2000		0,08		0,08
4	Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,009		0,009
5	Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,010		0,010
6	Замедлитель схватывания (НТФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,04		0,04
7	Пеногаситель (Полицем ДФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,10		0,10

9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, мПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования и ПВО	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, мПа	Масса, т	
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор				ОПЗ2-230/80х21	ГОСТ 13862-2003	1			13,0
					(ППГ-230х21-1шт)		1	21,0	9,0	9,0
					(ПУГ-230х21-1шт)		1	21,0	4,0	4,0
2	Эксплуатационная колонна		9,2		ОКК1-21-168х245	ГОСТ 30196-2001	1	21,0	0,78	0,78
					АФК1-65х21	ГОСТ 13846-2003	1	21,0	1,3	1,3

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

10.1. Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ИСПЫТАНИЕ С ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ)	Затраты времени на испытание				Затраты времени на испытание			суммарное время по всем объектам, сут.	
номер	глубина нижней границы, м		для буровой организации				для геофизических организаций			для буровой организации	для геофизических организаций
			нормативное время, ч			всего на объект, сут	нормативное время, ч		всего на объект, сут		
			проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл.3 Вр.УСН В	испытание (опробование) по табл.2 Вр.УСНВ		ожидаемое притока по табл.21 СНВ на ПГИ	испытание опр-вание) по табл.2, 21 СНВ на ПГИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Не предусматривается											

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

№ объ- екта испы- та- ния	Коли- чество одно- вре- менно испы- тыва- емых объек- тов	Характеристика КИИ					Коли- чество отби- рае- мых проб, шт.	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диа- метр долота для буре- ния под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пластов	количество, шт.		шифр пакера	Тип пробоотборника		осе- вая наг- руз- ка, т	пере- пад дав- ле- ния, кгс/см2	деп- рес- сия, пере- да- вае- мая на пласт, кгс/см2	коли- чест- во цик- лов ис- сле- до- ва- ния, шт.	вре- мя ожи- да- ния при- то- ка, 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
Не предусматривается																

Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номера объекта	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Не предусматривается							

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифто- вой ко- лонне (снизу- вверх)	Интервал		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса		
		установки		номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	тол- щина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 п.м, кг/м		теоре- тиче- ская	плюсового допуска к=1,036	прочности		
		секции, м										на рас- тяже- ние	на избыточное	
		от (верх)	до (низ)										давление	
													наруж- ное	внутре- нее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	0	290	73,0	НКТ*	Д	5,5	9,64	290	2,79	2,89	1,59	>1,15	>1,5

Примечание: По усмотрению заказчика, колонны насосно – компрессорных труб (НКТ) могут быть заменены на трубы более прочными характеристиками.

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

Номер объекта испытания	Интервал установки мо- ста, м		Характеристика жидкостей								
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем пор- ции, м ³	плот- ность, г/см ³	пластиче- ская вяз- кость, сП	динамиче- ское напря- жение сдви- га, Па	составляющие компоненты			
								название	плот- ность, г/см ³	влаж- ность, %	удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13
1	230	260	Цем. раствор	0,83	1800	52	14	ПЦТ I-G-CC-1	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
2	160	190	Цем. раствор	0,81	1800	52	14	ПЦТ I-G-CC-1	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20

Таблица 10.6 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт	Продолжительность работы, час
1	2	4	5
1	ЦА-320М	1	7
2	ЦА-320М	1	7

Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. На изготовление	Единицы измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	0,80
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода		м ³	0,7
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,9
2	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	0,78
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м ³	0,6
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8

Таблица 10.8. - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне (в одной скважине)

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные	Продолжительность, сут	
			процесса, операции	суммарная по объекту
1	2	3	4	5
1-объект	Подготовительные работы	Местные нормы	1,3	4,0
	Шаблонирование колонны		0,7	
	Перфорация обсадной колонны		0,5	
	Вызов притока		0,4	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду		0,3	
	Испытание объекта		0,8	
2-объект	Перфорация обсадной колонны		0,5	2,0
	Вызов притока		0,4	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду		0,3	
	Испытание объекта		0,8	
ИТОГО по всем объектам:				6,0

Таблица 10.9 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне.

Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
		тип	количество		
Опрессовка ФА на устье скважины.	"Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники"	ЦА-320	2	-	1,5
Опрессовка НКТ		ЦА-320	2	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320	2	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость		ЦА-320	2	3,0	6,0
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	ЦА-320	2	32,0	64,0
Перфорация	т. 3	ЦА-320	2	29,5	59,0
Вызов притока	т. 3	ЦА-320	2	19,5	39,0
Смена буровой жидкости на техническую воду	т. 3	ЦА-320	2	2,8	5,6
Снижение уровня		УКП- (80КС-250)	2	8,0	16,0
Установка цементных мостов		ЦА-320	2	5,0	10,0
Итого на работу:					204,1

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

Название обсадной колонны	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, ч	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуатационная колонна	2	300	450 1500	СБТ 101,6 УБТ 146,0	22 5	Трубные резьбы, зона сварного шва УБТ, переводники, калибраторы и т.д.	5,86	3,19 1,10

Таблица 11.2 - Опредсровка 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, мПа	Источник норм времени	Продолжительность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов нагнетательных линий, блок задвижек, шланг, пневмосистемы		ЦА-320М	1	На рабочее давление	ЕНВ § 112	1,53 (92мин.)
Кондуктор	Кондуктор после цементации	30	ЦА-320М	1		ЕНВ § 112	1,53 (92мин.)
Эксплуатационная колонна	Эксплуатационная колонна после цементации совместно с колонной головкой ОКК1-21-168х245	300	ЦА-320М	1	9,2	ЕНВ § 112	1,53 (92мин.)

Примечание: По усмотрению заказчика, тип используемой техники могут быть заменены на аналогичное.

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

Выбор типа буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- грузоподъёмность
- монтажеспособность
- экономичность эксплуатации
- уровень механизации рабочих процессов
- экологичность
- мобильность

Исходя из этого, для бурения проектной скважины глубиной 300м, при максимальном весе буровой колонны 14,4 тн. и обсадной колонны 9,0тн, а также исходя из наличия буровых установок у Бурового подрядчика, выбраны буровая установка А-50 МБ с номинальной грузоподъёмностью 50тн.

При этом необходимо соблюдение условий:

$$\begin{aligned} 1. \quad Q_{\text{мах бур. инстр}} &\leq 1,4 Q_{\text{доп. тах на крюке}} \\ 14,4 \times 1,4 &\leq 50\text{т} \\ 20,1 &\leq 50\text{т} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 2. \quad Q_{\text{мах обс. колон}} &\leq 1,4 Q_{\text{доп. тах на крюке}} \\ 9,0 \times 1,4 &\leq 50\text{т} \\ 12,6 &\leq 50\text{т}. \end{aligned}$$

Буровое оборудование скомпоновано на мобильных платформах (крупных блоках), модулями, (мелкими блоками) которые транспортируются со скважины на скважину без разборки оборудования на отдельные агрегаты платформы (крупные блоки), модули (мелкие блоки) с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования без разборки оборудования на отдельные агрегаты. Все это существенно повышает монтажеспособность установки и значительно сокращает затраты времени и средств на монтаж, демонтаж оборудования и его транспортировку.

Буровая установка оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения. Система приготовления, циркуляции и приготовления бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы, что позволяет повторно использовать буровой раствор на других скважинах.

Монтаж и размещение бурового оборудования производится с использованием:

Автокран г/п 25тн. $K_{\text{исп}} -0,5$

Автокран г/п 15 тн. $K_{\text{исп}} -0,5$

Экскаватор-погрузчик Komatsu $K_{\text{исп}} -0,5$

Сварочный агрегат АДД 4004 МВ (дизель)

Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин)

№ п/п	Номер расценки по ЕРЕР или ра- зовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта подготовительных работ	Номер скважины по варианту под- готовительных ра- бот	Колич- во
1	2	3	4	5	6	7
1		Планировка площадки мех. способом под бу- ровое оборудование, грунт II кат. при монтаже 1,7 га при демонтаже 1,7 га	м ³ . -.-	2 -.-	101,102,103,104,105, 106,107, ОЦ-8, ОЦ-9, ОЦ-10	1700 1700
2		Устройство насыпи под земляное полотно дороги (подъездной путь) до утрамбовки- 1000 х 6х 1,2 м. После утрамбовки- 1000х6х0,8м	м ³	1;2	101,102,103,104,105, 106,107, ОЦ-8, ОЦ-9, ОЦ-10	7200 4800
3		Гравийно-песчаное покрытие-1000 х6 х 0,2 м	м ³	1,2	-«-	1200
4		Устройство насыпи под земляное полотно буровой площадки до утрамбовки – 150 х 120х 1,2 м После утрамбовки - 150 х 120х0,8 м	м ³	1,2	-«-	21600 14400
5		Гравийное покрытие- 150 х 120 х 0,2м	м ³	1,2	-«-	3600
6		Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки хим- реагентов с перемеще- нием грунта на 30 м	м ³	2		
7		Обваловка площадки ГСМ (15м х 2+35м х 2) х 1,25м с перемещени- ем грунта до 10 м	м ³	2		125
8		Противопожарное оборудование и бренд- спойт	к-т	1,2	-«-	
9		Низковольтная освеще- тельная линия (ка- бель на стойках)	м	1,2	-«-	
10		Факельная линия 140 мм	м	1,2	-«-	
11		Планировка площадки по окончанию строи- тельства скважины	м	1,2	-«-	

Таблица 12.2 - Перечень топографо- геодезических работ

№№ п/п	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение пластово-высотного положения устья скважины, определения азимута)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
Положение №11			
1	Рекогносцировка участка работ	101,102,103,104,105, 106,107, ОЦ-8, ОЦ-9, ОЦ-10	10
2	Заготовка вех и кольев		
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины		
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода		
5	Определение координат устья скважины методом технического нивелирования		
6	Определение азимута		
7	Ведение полевой документации		
8	Камеральная обработка материалов		
	Переезды на участке работ		

Примечание: Перечисленные в таблице 12.2 топографо - геодезических работы производятся «Заказчиком».

12.3. Объем строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин)

Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ

Номер вари- анта	Номер расценки по ЕРЕР или ра- зовая		Номер сква- жины	Номер комплекта бурового и силового оборудова- ния	Вид привода (электриче- ский, ДВС)	Вид строи- тельства
	пер- вичный	повтор- втор- ный				
1	2	3	4	5	6	7
1,2			101,102,103, 104,105, 106,107, ОЦ-8, ОЦ-9, ОЦ-10	А-50 МБ	ДВС	первичный / повторный

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

№ № т. СЭСН- 49	Наименование работ	Объем работ	Ед. из-мер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл. св. ап. маш/час	электро-ды кг	эл.св.ап. маш/час	электро-ды кг
32	Топливопровод линейный		0.3	6.5	3	1.95	0.9
32	Спускные линии	и	0.1	2.5	3	0.25	0.3
38	Задвижки	шт	19	1.43	0.1	27.17	1.9
	Монтаж:						
228	вышечно-лебедочного блока: К-0,1	к-кт		10.79	2.3	10.79	2.3
228	то же повторный	II		5.5	1.5		
250	циркуляционной системы К-0,1	II		2.85	0.2	2.85	0.2
244	шламового насоса	II		2.35	7.42	2.35	7.42
254	ПВО	II		21.28	0.2	21.28	0.2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	шт.	2	1.91	0.94	3.82	1.88
256	для запаса топлива	II	2	2.61	1	5.22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	к-т	1	9	2.6	9	2.6
257	топливопроводом	-"	1	7.21	3.96	7.21	3.96
257	воздухопроводом	-"	1	5.1	2.21	5.1	2.21
257	паропроводом	-"	1	2.11	2.57	2.11	2.57
252	Всасывающая линия бур. насоса	-"	2	6.82	19.2	13.64	38.4
252	Выкидная линия бур. насо-са	-"	2	4.02	12	12.06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	шт.	20	1.41	0.18	28.2	3.6
251	Выкидная линия Ø = 406 мм (скважина-вибросито)	10м	1	4.23	2.14	4.23	2.14
41	Пожарные гидранты	шт	2	1.57	0.01	3.14	0.02
274	Контур заземления	конт.	3	6.64	4.5	19.92	13.5
	Всего первичный монтаж					180.29	122.1
	Всего повторный монтаж					176.77	119.9

Электроды УОНИ-13/45	Уд. выброс В.В., г/кг	монтаж	
		перв.	повт.
Сварочный аэрозоль	14	1691	1679
Марганец и его окислы	0.51	62	61
Соединения кремния	1.4	169	168
Фториды	1.4	169	168
Фтористый водород	1	121	120

Таблица 12.4. –Объемы работ по монтажу бурового оборудования, строительству привышечных сооружений и фундаментов «А-50 МБ»

Номер по по- рядку	Номер Расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер вари- анта строи- тельно мон- тажных работ	Количество	Способ и вид Транспортировки (волоком, на тягачах, ав- тотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	49,2-167	Первичный монтаж БУ А-50 МБ	к-т	02	1	Автотранспорт
2	228	ПЗР к транспортированию силового или насосного блока	Блок	02	1	Тяжеловоз
3	255	Электромонтаж агрегатно-вышечного блока	Блок	02	1	Автотранспорт
4	256	Транспортировка последующих 100 м силового, насосного блока	Блок	02	8,0	Автотранспорт
5	257	Транспортировка последних 100 м силового, насосного блока	Блок	02	1	Автотранспорт
6	259	Первый разворот блока при угле свыше 90 град силового или насосного блока	Блок	02	1	Автотранспорт
7	878	Электромонтаж силового блока на дизельном приводе	К-Т	02	1	Автотранспорт
8	880	Электромонтаж насосного блока на дизельном приводе	К-Т	02	1	Автотранспорт
9	888-Э	Электромонтаж дизель – генераторной станции	К-Т	02	1	Автотранспорт

Таблица 12.5 – Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для буровой

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта	Количе- ство
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1;2	1
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью	площад.	-"	1
3	Обшивка основания вышки в зимнее время	осна.	-"	1
4	Лестницы на буровой установке согласно схеме:			
	- для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	-"	-"	1
	- для прохода с рабочей площадки на поверхность земли		-"	
	- для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	лестница		1
5	Оттяжки к вышке с устройством якорей	оттяж.	-"	4
6	Монтаж модуля бурильщика	к -т	-"	1
7	Монтаж модуля для инструктажа	-"	-"	1
8	Монтаж модуля -мастерской сварщика, электрика	-"	-"	1
9	Монтаж модуля для моториста	-"	-"	1
10	Монтаж модуля -инструментальной мастерской	-"	-"	1
11	Монтаж модуля для противопожарного инвентаря	-"	-"	1
12	Монтаж модуля для лебедки инклинометра	-"	-"	1
13	Монтаж контейнера под склад	-"	-"	1
14	Монтаж жилого модуля с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	-"	-"	4
15*	Монтаж модуля - столовой с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	-"	-"	6
16*	Монтаж модуля - медпункта с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	-"	-"	1
17*	Монтаж модуля -душевой/прачечной укомплектованной необходимым оборудованием для нагрева воды,стиральной, сушильной машинами, мебелью	-"	-"	1
18*	Монтаж модуля-сушилки	-"	-"	1
19*	Монтаж емкости для питьевой воды: 40 м3 с системой очистки	к -т	-"	1
20*	Электромонтаж модулей	узел	-"	21
21*	Ёмкость для жидких отходов	септик	-"	1
22*	Контейнер для сбора бытовых отходов	контейн.	-"	

Примечание: * Монтаж помещений, электромонтаж и обвязка трубопроводами указанных объектов производится до начала строительства скважины за пределами буровой площадки

Таблица 12.6 – Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для дополнительного оборудования

№ п/п	Номер расценки по ЕРЕР или разовая		Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер вариан-та	Количество	Способ и вид транспортировки (волок., на тягачах, а/тр., трактором и т.д.)	
	первичный	повторный					первичный	повторный
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	63 66 60	63т.5м.бл. 66т.5м.бл. 60т.5м.бл.	Навес для воздухоборника 3х4м	10м ²	1;2	1;2	а/м	ТраILER вместе с в/сборником ТГ-60(тр.)
2	63 66 60	63т.5м.бл. 66т.5м.бл. 60т.5м.бл.	Навес хим.реагентов 6х8м	- «-	1;2	4,8	-«-	
3	70	70т.5м.бл.	Площадка (ходы по емкостям)	10м	1;2	1,35	-«-	Совмест. С навесом
4	71 69	71т.5м.бл. 69т.5м.бл.	Лестница 2шт Ходы по глинозагрузчику	-«- -«-	1; 2 1; 2	0,6 1	-«- -«-	-«- -«-
5	73	73т.5	Устройство шахты	-«-	1; 2	1	-«-	А/м
6	72	72т.м.бл.	Площадка глиномешалки 2х2м	Шт.	1; 2	1	-«-	-«-
7	533 Вкл. В охр.прир.	533*	Земляной амбар для стока поводковых и талевых вод	100м ³	1; 2	1,8	-«-	-«-
8	2791	2791*	Глинизация стен (бентонит)	м ³ /т	1; 2	10,5/28		
9	2735 2736	2735* 2736*	Работа по глинизации ЦА-320-3шт.	час	1; 2	6		
10 10.1 10.2 10.3 10.4	527 527 527 894	527 527 527 0,15	Монтаж вагончиков для в/монтажников буровой бригады бригады освоения	Ваг. -«- -«- -«-	1;2 1;2 1;2	9 13 5	а/м14т -«- -«- -«-	а/м 14т -«- -«- -«-
Ст.расц.К-1,48			Эл.монтаж вагончиков	Ваг				
11	60,63,60,63,66	м/бл.	Сарай для эл.котельной 2,5мх4м	10м ²		0,9		
12	649	649	Бригадное хозяйство для в/монтаж.	К-т		1		
13	2805 2807	2805* 2807*	Пробег ЦА-320, СМН-20	К-т		4х50		

Таблица 12.7 – Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Фундамент бутобетонный под: вышечный, силовой, насосный блоки	м ³	1;2	43
2	Основание из 50% бурильных труб 127мм под вышечно-агрегатный энерго-блок	труба	1;2	16
3	Тумбы под основание ОБ-53М	тн	2	30
4	Фундаменты под дополнительное оборудование:			
4.1	Блок ЦС из 50% бурильных труб 127мм	труба	1;2	7
4.2	Блок отстойника с дегазатором	труба	1;2	3
4.3	Блок приготовления и очистки	- « -	- « -	3
4.4	Емкость запаса технической воды	- « -	- « -	2
4.5	Под емкость для сбора шлама 40х2			2
	Итого:	труба		17
5	Фундамент из железобетонных блоков (1,2х0,6х0,6м) под КПБ-3	блок	- « -	2
6	Фундамент под 9МГР из бруса 200х200мм	м ³	- « -	0,2
7	Основание из 50% бурильных труб 127-140мм блок собственного изготовления под КПБ-3 и стеллажи под трубы, загрузчик глины и блок приготовления раствора	тн	- « -	31,95
8	Бетонирование площадок под:			
8.1	Вышечным блоком (12х12х0,1м)	м ³	- « -	14,4
8.3	Насосным блоком (10х16х0,1м)	- « -	- « -	16
8.4	Энергоблоком (6х8х0,1м)	- « -	- « -	4,8
8.5	блок приготовления бурового раствора (7,5х8,8х0,1м)	- « -	- « -	6,6
8.6	Бетонирование желобов, в амбар для сточных и талых вод и траншеи вокруг блоков (0,5х2х150+0,8х150)х0,05м	- « -	- « -	13,5
	Итого:			
9	Работа по заливке фундамента и площадок ЦА-320-1	час	- « -	2
10	ЦСМ-2	час	- « -	2х2/64,3
11	Пробег ЦА и ЦСМ с базы и обратно 3спр.	Км	- « -	50х2х3
12	Разбивка бутобетонного фундамента со сбором для доставки в карьер для захоронения	м ³	- « -	97,3

Таблица 12.8– Объемы работ при использовании специальной установки для испытания скважин А-50 МБ

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1;2	1
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	-"	-"	1
3	Факельная линия 73 мм с линией замера газа	м.	-"	70/10
4	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	-"	-"	100
5	Емкость 50 м3 для накопления и временного хранения пластовых флюидов	шт.	-"	3*50 м ³
6	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	-"	3
7	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"	-"	1
8	Задвижки д.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	1;2	15
9	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1
10	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"	-"	6
11	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"	-"	1
12	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м х15 х 1м	100 м ³	-"	0,345
13	Агрегат УПА-60/80	к-т	-"	1
14	Устройство оттяжек с якорями к мачте А-50 МБ	шт.	-"	4
15	Дизельгенератор 100 кВт	к-т	-"	1
16	Прожектор	-"	-"	4
17	Трапные установки высокого и низкого давлений	-"	-"	1/1
18	Факельная линия 73 мм	м.	-"	50
19	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	м.	-"	50
20	Задвижки д.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	-"	4
21	Емкость для накопления и временного хранения пластовых флюидов	-"	-"	3*50 м ³
22	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"	-"	1
23	Замерная емкость 10 м3	шт.	-"	1
24	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1
25	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"	-"	6
26	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"	-"	1
27	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м х15 х 1м	100 м ³	-"	0,345
28	Обваловка площадки с факелом 1,5м х1,5 х 1м	-"	-"	0,345

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин

Мобилиза- ция, (демо- билизация) бурового оборудова- ния, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут						
	всего	В том числе:					
		Строительно- монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и Крепле- ние	Испытание		
					Всего	В откры- том стволе	В эксплуа- тационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
3	22	3	1,0	9,0	6,0	-	6,0

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсад- ной ко- лонны	Название колон- ны	Продол- житель- ность крепле- ния, сут	Интервал бу- рения (по стволу), м		Продолжительность, сут		
			от (верх)	до (низ)	Забой- ными двигате- лями	Ротор- ным спо- собом	Совме- щенным способом
1	Кондуктор	1,0	0	30		0,2	
2	Эксплуатационная	1,8	30	300		6,0	

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

Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации

№№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Прием- ный мост	1 к-т
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей	БУ	1 шт.
4	Противозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъема) и ограничитель нагрузки талевой системы типа ОБЛ и др.	БУ	По одному комплекту
4а	Отключатель привода буровой лебедки при перегрузке вышки, талевой системы	БУ	1 к-т
5	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1 шт.
6	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 к-т
7	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки (успокоитель типа УТК-1 и др.)	ВА	1 шт.
8	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
9	Люлька передвижная типа ПЛУ-3М для второго помощника бурильщика	ВБ	1 к-т
10	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки	ВБ	1 шт.
11	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 к-т
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 к-т
13	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 к-т, (при отсутствии в комплекте приемного моста)
14	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъеме их из скважин	БУ	1 к-т
15	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приемного моста	БА	2 к-т
16	Система обогрева в зимнее время (паровой котел, электроколорифер и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО	БУ	1 к-т
17	Крючок для подвески штропов	БУ	1 шт
18	Механизированный ключ буровой с приспособлениями для регулировки его высоты подвески	БУ	1 к-т
19	Пневматический раскрепитель бурильных труб	БУ	1 к-т
20	Машинные ключи с моментомером	БУ	1 к-т
21	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.

продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
22	Блокирующие устройства, исключаяющие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по одному комплекту
23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 к-т
25	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных работ с ключом и комплектом переводников по размерам труб	БУ	2 к-т (по 2 переводника на типоразмер труб)
26	3-х фазная розетка для подключения промышленно-геофизической аппаратуры	БУ	1 шт., на всех типах буровых
27	Вилка для захвата вкладышей ротора	БУ	1 шт.
28	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
29	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уровнем)	БУ	1 к-т
30	Струбцины ("стяжка") и зажимы ("невольки") для растяжек вышек и мачт	БУ	по 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку
31	Колпачок для безопасного перемещения долот	БУ	1 к-т
32	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 к-т
34	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители, дегазаторы и др.)	БУ	1 к-т
34	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга	БУ	1 шт.
35	Устьевое противовыбросовое оборудование	БУ	1 шт.
36	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок	БУ	не менее чем на 2 заправки
37	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
38	Указатель «Открыто» – «Закрыто» к задвижке высокого давления	БУ	1 шт.
39	Демпфер (предохранитель) к манометру бурового насоса	БУ	по 1 шт. на манометр 1шт.
40	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
41	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
42	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
43	Гидравлический съемник для выпрессовки сидел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
44	Автоматический сигнализатор уровня промышленной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос

45	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
----	---	-------	-------

продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
46	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
47	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
48	Отводные крючки	БУ	4-5 шт.
49	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	устье скважины	1 шт.
51	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
52	Спасительное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях	БУ	1 к-т (для буровых со спас, Устр.)
53	Пояс предохранительный для верхового рабочего	БУ	2-3 шт.
54	Аварийная кнопка «стоп»	БУЭ	1 шт.
55	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 к-т
56	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компрессор	1 к-т
57	поклажи для хранения баллонов с газом высокого давления	БУ	1 к-т
58	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съемные упоры и др.)	БУ	1 к-т
59	Верстак слесарный с тисками и набором слесарных инструментов	БУ	1 к-т
60	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора	электро-сварочный трансф.	1 шт.
61	Противогазы фильтрующие с запасными коробками или дыхательные аппараты фирмы «Дрэгер»	БУ	1 к-т на раб.
62	Аппарат искусственного дыхания переносной.	БУ	1 шт.
63	Аварийное освещение (аккумуляторные лампы)	БУ	2 к-т
	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12 В	БУ	3 шт.

Примечание: Дополнительные комплектующие механизмы, агрегаты, приборы безопасности согласно «Нормативов» [24], «Нормативы» предусматривают обязательный минимум механизмов для буровой, допускается работа буровой или отдельного его оборудования при замене перечисленных средств защиты их аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

Таблица 14.2 - Средства контроля

№ № п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Количе- ство, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса ГИВ-6		1
2	*Измеритель крутящего момента ротора ИМР-2		1
3	* Пульт контроля за процессом бурения ПБК-7		1
4	Манометр буровой геликсный МБГ-7		4
5	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора		1

Примечание: *- устанавливается по мере поступления и наличия.

Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.

Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовле- ние	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Радиостанция в режиме диспетчерской связи РРС-1М		1
2	Радиотелефон для связи с офисом		1

15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

Таблица 15.1 - Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Производство работ по строительству скважин ведется в строгом соответствии с Технический регламент «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» а) методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»); б) план по безопасному ведению буровых работ; в) борьба с загрязнением окружающей среды; г) практическое обучение и тренировка специальным приемам по безопасности работы до начала и во время буровых работ, включая первую медицинскую помощь, тушение пожаров, спасение человеческой жизни; д) первая медицинская помощь, транспорт и медицинское обслуживание; е) хранение легко воспламеняемых и взрывоопасных веществ и т.д.; ж) мероприятия по действию персонала при несчастных случаях.
2	Буровая установка и вахтовый поселок должен быть обеспечен противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения и размещаться таким образом, чтобы обеспечивался свободный доступ к ним любое время.
3	Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения.
4	В каждой смене должен быть ответственный за противопожарную безопасность. Этот человек несет ответственность за текущий инструктаж всех членов смены и за средствами пожаротушения.
5	Территория и помещения буровой распределяются по классу взрывоопасности В-1 и В-1г. К классу В-1 относятся: устьевая шахта, буровая с редукторным блоком, желобная система, емкости для бурового раствора, насосный блок. К классу В-1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3м и территория вокруг открытых устройств, ограниченная расстоянием 5м.
	В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.
	Запрещается сушка на котлах и возле них лесоматериалов, одежды, а также устройство на котлах и над ними деревянных помостов. Дымовые трубы котлов следует очищать от сажи не реже 3 раз в месяц.
	Запрещается работа котлов одновременно на смеси газа и нефти в одной топке, а также на топливе, не освобожденном предварительно от воды и твердых примесей. Расходный бак с топливом должен находиться снаружи котельной в специальном помещении с выходом наружу.
	Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100°C ниже температуры вспышки паров нефтепродукта.
	При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключающий возможность попадания его на пол котельной. Запрещается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках.

продолжение таблицы 15.1

1	2
6	Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины. Строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно «Нормативов...», и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности: Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД-08-44-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД-08-46-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01-94; Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94; Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41-94; Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин; Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении; Инструкция по предупреждению открытых фонтанов; План ликвидации возможных аварий при ГНВП; Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах; Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности;

Таблица 15.2 - Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№№ п/п	Основные требования и мероприятия (с 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: углеводов, 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 «Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий», «Правила устройства электроустановок (ПУЭ-2012)», «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон».
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы.

продолжение таблицы 15.2

1	2
	Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок и не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категории взрыво- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
7	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источников света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники промышленных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
8	В соответствии с 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.

Примечание: При строительстве проектируемых проектных скважин необходимо соблюдать санитарные правила и нормы указанные в таблице 15.2.

Таблица 15.3 - 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
1	Куртка, брюки х/б от пониженных температур с пропиткой	ГОСТ 12.4084-80	Буровой мастер, бурильщик, пом. бурильщика
2	Летний костюм: куртка, брюки, части которых выполнены из лавсано-визкозной ткани	ГОСТ 12.4 111-82	бурильщик, пом. бурильщика
3	Куртка утепленная	ГОСТ 17222-71	электромонтер, слесарь по обсл.буровой
4	Брюки утепленные	ГОСТ 18235-72	электромонтер, слесарь по обсл.буровой
5	Летний костюм: куртка, полукombineзон и рубаша со съёмным капюшоном	ТУ 17-08-179-83	Буровой мастер
6	Костюм для сварщиков (зимний костюм)	ТУ 17-08-179-83	
7	Куртка, брюки из с пропиткой (для сварщиков, летний)	ТУ 17-08-179-83	
8	Куртка, брюки с пропиткой от пониженных температур	ГОСТ 12.4088-80	лаборант-коллектор
9	Куртка, брюки из х/б с пропиткой (женские)	ГОСТ 12.4.112-82	лаборант-коллектор
10	Валенки	ГОСТ 18724-20	всем
11	Галоши нефтеморозостойкие	ТУ 38-10622-83	всем
12	Сапоги нефтемаслостойкие	ГОСТ 5782-75	всем
13	Каска защитная, типа «Труд»	ОСТ 39-124-82	всем
14	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12-4010-75	всем
15	Плащ не промокаемый	ГОСТ 12.4.131.83	Буровой мастер
16	Противогазы фильтрующие, с запасными коробками типа В, КД, БКФ и др.	ГОСТ 12.4.121.83	Всем
17	Шланговые противогазы марки ПШ-1 или ПШ-2		При работе в ёмкостях, резервуарах и т.п. местах
18	Аппарат искусственного дыхания переносной		1 шт. на объект
19	Дыхательные аппараты АСВ 2М или фирмы "Дрэгер" типа РА 80/1800-1		2 шт. аварийный запас
20	Индивидуальный противошумовой аппарат, наушники		б/мастер, бурильщик, пом. бурильщика
21	Реагент нейтрализатор сероводорода		По нормам инструкции
22	Противогазы марки «А»	ГОСТ 12.4.131.83	Всем при освоении

Примечание: При строительстве скважин могут быть использованы зарубежные нормативы, если их требования не ниже казахстанских и не противоречат им.

Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Место установки на буровой
1	Кожух (ДБА 20031-25)	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы.
2	Виброизолирующая площадка конструкции ВНИИБТ (черт.№299.000)	У пульта бурильщика
3	Глушитель шума конструкции ВНИИБТ (черт.№295.000)	Выхлопной патрубок пневматического бурового ключа АКБ - 3М2

Таблица 15.5 - Нормы освещенности

№ п/ п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формиро- вания освещенности: Г-горизон- тальная; В-верти- кальная	Разряд и подраз- ряд зри- тельной работы	Рабочее освещение		Показатель ослепленно- сти не более, %	Аварий- рий- ность осве- щение, лк
					Освещенность, лк			
					при лам- пах нака- ли- вания	при газо- разряд- ных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г.В	IV в	150	200	40	10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г.В	VI	75	150	60	10
3	Стол оператора, машиниста аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV г	100	150	40	10
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г.В	VIII	30	75	80	10
5	Стеллажи, приемный мост	Бурильные трубы, обсадные колонны, приемный мост	Г	XI	10	10		
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебедочный блок	Ступени, пол, площадки	Г	XI	10	10		
7	Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60	10
8	Роторный стол	Роторный стол	В		100	100	Освещенность установлена эксперимен- тально	
9	Буровая лебедка	барабан	В	X	30	30		
11	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30		
12	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30		
13	Механизм спуска и подъема бурильных труб(МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		

Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Установка для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций (АСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		
15	Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50		
16	Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50		10
17	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г.В.	X	30	30		10
18	Силовое помещение Редуктор (коробка скоростей)	Место замера уровня масла	В	VIIIa	30	75		
19	Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10		
20	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIa	30	75		
21	Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	VIIIb	20	50		
22	Насосное помещение. Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время см.разделителя	5
23	Дизельное помещение (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от стола	Г	VI	50	100		5
24	Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал, дистанционное управление превентором	Превентор, штурвал	В	VIIIa	30	75		
25	Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	IvГ	75	100		10
26	Цементировочная головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	50	50		
27	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30		
28	Место заряжения прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место заряжения	Г	VГ	75	100		

Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	Каротажный подъемник Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъемника до блока баланса; от подвешенного ролика до устья скважины	Барабан, пульт, кабины машиниста Кабель	Г В Г	Х ХІ	30 50 10	30 50 10	Освещенность установлена экспериментально	
30	Блок-баланс	Кабель Блок-баланс	В	Х	30	30		
31	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	Х	30	30		
32	Каротажная лаборатория	0,8 м о пола	Г		75	75	Освещенность установлена экспериментально	
33	Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	ХІ	10	10		
34	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2		

Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Газосигнализатор (стационарный с 8-канальными платами с 3 лампочками и 3-мя сиренами. Включает 8 датчиков и электропроводку. система подаёт визуальный и звуковой сигнал на пост бурильщика)	комплект	Ротор, желобной системе, вибросит, насосном помещении (2 штуки), у приемных емкостях (2 штуки), Помещение отдыха персонала
2	Газоопределитель LTX 412 переносной со сменными перезаряжаемыми батарейками и зарядным устройством батарей	3	
3	Газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или его аналог	1	
4	Индикатор ФЛП - 2.1 переносной	1	

Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
1	Вагон для буровых мастеров, супервайзера и представителей Заказчика	1
2	Сушилка	1
3	Слесарка	1
4	Столовая для приёма пищи (вагон - столовая)	1
5	Душевая раздевалка	1
6	Вагон-склад	1
7	Жилой вагон-домик для вахты, тампонажников, геофизиков	6
8	Вагон-домик для женского персонала	1
9	Вагон-культурбуда	1

Примечание: 1. Допускается замена типов и количество санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами.
2. На период в/строения, бурения, крепления, освоения 1 объекта – одинаковое количество вагон-домиков.

Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовле- ние	Количество, шт	Примечания
1	2	3	4	5
1	Огнетушители 25 кг ОПУ-10		4	Порошковые
2	Огнетушители 6 кг ОПУ-4		10	Порошковые
3	Огнетушители 5 кг ОВП-10		10	Пенные
4	Огнетушители 5 кг ОУ-5		10	Углекислот- ные
5	Ящики с песком вместимостью 0,5 м ³		4	
6	Лопаты штыковые		4	
7	Ломы		2	
8	Топоры		2	
9	Багры		2	
10	Пожарные ведра		6	
11	Кошма размером 2х2		5	
12	Пожарные шланги с соплами		10	
13	Лестница		6	
14	Пожарная сирена		1	
15	Предупредительные указатели		50	
16	Ящик с песком вместимостью 1 м ³		1*	

Примечание: * - На центральном пожарном щите

16. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ

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: газонефтеводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов.
6. Осложнения, связанные с межколонными давлениями.
7. Аварий с каротажными инструментами, в т.ч., радиоактивными приборами.

Таблица 16.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации

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

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
2.	Прихват инструмента	2.1. Выделить прихватоопасные зоны.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны.	2.1. Знать зоны осложнений.
		2.2. Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.	2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора.	
		2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы.	2.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	2.3. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны.
		2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.		2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН.
		2.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок.		2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		2.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости.	2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	
		2.7. Не изменять КНБК в сторону увеличения ее жесткости. В случае необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение ее жесткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой.	2.4. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	
		2.8. В компоновку бурильной колонны		

		включать яссы необходимого размера		
--	--	------------------------------------	--	--

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
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. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.	3.3. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.	3.3. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
		3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны.	При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	3.4. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.
		3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	
4.	Прихват обсадных колонн	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.	4.1. Определить место прихвата.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.
		4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок.	4.2. 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.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
		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.
			4.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.	
			4.4. После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
			4.5. Продолжить спуск колонны.	4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			4.6. В случае безрезультатности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском "хвостовика"	
5.	Полет обсадных труб	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов.	5.1. Спустить труболовку, метчик, колокол.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы.
		5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.	5.2. Спуск производить замедленно для определения местонахождения "головы" обсадных труб.	5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.
		5.3. Не допускать наворота резьбы наперекос.	5.3. Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину.	5.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			5.4. Поднять аварийные трубы.	
			5.5. Произвести переподготовку ствола скважины.	5.4. Переподготовку ствола выполнить согласно плана работ на спуск колонны.
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.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
		6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).	6.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	6.2. Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота).
		6.3. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой.	6.3. Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		4. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.		
7.	Падение посторонних предметов в скважину	7.1. Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.	7.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	7.1. При спуско-подъемных операциях применять обтираторы и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов.
		7.2. Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.	7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы.	7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	
		7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.		
8.	Газонефтеводопроявления	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.
		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.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
		8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.	8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.	8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.
		8.5 Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.	8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".
		8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.		
		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.		
		8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.		
		8.9. Иметь запас раствора согласно Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности		
		8.10. Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.		
		8.11. Не допускать утяжеления раствора "пачками".		
		8.12. Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.		
		8.13. Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.		
		8.14. Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.		
		8.15. Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек.		
		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.		
		8.19 К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объему до установленной величины.		

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
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.
		9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных Требованию промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли.	9.2. Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.)	9.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.
		9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.	9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.
		9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д.		
		9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса.		
		9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.		
		9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.		
10.	Межколонное давление (МКД)	10.1. Для цементирования обсадных колонн применять цементы, образующие в затрубном пространстве плохо проницаемый цементный камень, стойкий к воздействию сероводорода.	10.1. Определить причину возникновения МКД и пути движения флюида в межколонное пространство.	10.1. Сообщить руководителю работ о появлении МКД.
		10.2. Применять обсадные трубы с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа "металл-металл".	10.2. В зависимости от причины возникновения МКД произвести: стравливание давления; смену колонной головки; ремонтно-изоляционные работы.	10.2. Не допускать роста давления в межколонном пространстве выше величины предельно-допустимого устьевого давления, определенного расчетом согласно утвержденной методики.
		10.3. Обязку устья колонными головками производить строго в соответствии с инструкциями завода-изготовителя.		
		10.4. Применять колонные головки, исключаяющие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.		

16.1. План ликвидации аварии

На опасном производственном объекте разрабатываются план ликвидации аварий (далее - ПЛА). ПЛА утверждается руководителем организации и согласовывается с профессиональными АСС и (или) формированиями.

В помещениях, где находится персонал, должны вывешиваться утвержденные:

- 1) технологическая схема (мнемосхема) расположения оборудования и трубопроводов с указанием на них КИПиА, предохранительных, запорных регулировочных устройств, схема установки датчиков сероводорода и расположение точек контроля воздушной среды;
- 2) схема объекта с указанием расположения аварийных складов, островков газовой безопасности, пожарного инвентаря, средств защиты работников, основных и запасных маршрутов движения людей и транспорта, преимущественных направлений распространения и мест скопления сероводорода в воздухе в аварийной ситуации, средств связи и оповещения;
- 3) схема оповещения с указанием номеров телефонов подразделений Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Атырауской области, АСС, пожарной охраны и медицинской службы;
- 4) оперативная часть ПЛА;
- 5) схема эвакуации.

На рабочих местах и территории опасного производственного объекта, где возможно воздействие ОВПФ устанавливаются предупредительные знаки и надписи, опасные участки работ ограждаются или обозначаются знаками безопасности и надписями.

Производственные объекты и помещения располагаются с наветренной стороны по «розе ветров» по отношению к источнику возможного выделения сероводорода.

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток обеспечиваются освещением.

Промышленная площадка, производственные помещения не должны иметь подвалов, заглублений, траншей и каналов.

Не допускается проведение огневых работ в радиусе менее 50 метра от места применения и складирования материалов, содержащих легковоспламеняющиеся или взрывоопасные вещества и при отсутствии средств пожаротушения.

Перед началом выполнения работ в местах, где имеется опасность загазованности и воздействия ОВПФ превышающих допустимые нормы, в том числе в изолированных помещениях, закрытых емкостях, колодцах, траншеях и шурфах, проводится анализ воздушной среды и оформляется наряд - допуск. При обнаружении загазованности производство работ в данном месте останавливается и возобновляется после устранения загазованности.

Объекты, где требуется подъем работника на высоту до 0,75 метра, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 метра лестницами с перилами.

В местах перехода людей над трубопроводами устанавливают переходные мостки с покрытием, исключающим скольжение, шириной не менее 0,65 метра, с перилами высотой не менее 1,0 метра.

Производственные помещения, где возможен разлив жидкости, содержащей сероводород, оборудуются устройствами для смыва ее большим количеством воды и отвода в закрытую систему канализации.

Помещения буровых установок, производственных объектов оборудуются постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением от датчиков сероводорода при достижении ПДК.

Персонал, работающий в пределах месторождения, обеспечивается надежной двусторонней телефонной или радиосвязью.

16.2. Авторский надзор за реализацией проектных решений

Технические проекты на бурение скважин составляются в соответствии с требованиями, изложенными в нормативно-технической документации на бурение скважин, утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов. Не допускается проведение работ по бурению скважин без утвержденного технического проекта. Технические проекты на бурение скважин утверждаются недропользователем.

Все операции по бурению скважин проводятся в соответствии с требованиями утвержденного технического проекта на бурение скважин.

Способы бурения и соответствующие им бурильные трубы, долота, режим бурения, тип и рецептура бурового раствора должны соответствовать требованиям утвержденного технического проекта бурения скважин.

Корректировка проектных показателей оформляется совместным протоколом между Недропользователем и автором проекта.

При авторском надзоре используется информация, полученная при разработке, а результаты оформляются в виде информационного отчета.

Корректировка проектных показателей оформляется совместным протоколом между недропользователем и автором проекта.

При ежегодном отчете по авторскому надзору используется информация, полученная при проведении буровых работ, а результаты оформляются в виде информационного отчета.

В авторском надзоре отражаются следующие положения:

1) степень реализации проектных решений и соответствие фактических технологических показателей и принятых в проекте на месторождения (вскрываются причины, обусловившие расхождения, даются рекомендации, направленные на достижение проектных показателей), а также заключения о мероприятиях и предложениях недропользователей, направленных на обеспечение проектного уровня добычи нефти;

2) степень выполнения запроектированных мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, к дифференцированному воздействию на объекты разработки, к технологиям повышения извлечения углеводородов;

3) выполнение проектных мероприятий на месторождении;

4) рекомендации по корректировке местоположения скважин, изменению очередности их бурения (замены одной скважины другой), проведению новых видов исследований, дополнительному отбору керна из интервалов пласта, исследованиям пластовых флюидов, увеличению продолжительности опробования поисковых скважин, количества объектов опробования и т.п., в случаях обоснованной необходимости увеличения видов и (или) объемов работ, отсутствия каких-либо изменений представлений о геологическом строении, термобарических и гидродинамических условий и выявленных недостатков в освоении системы разработки месторождения, незначительных (менее 10%) расхождений фактических показателей разработки эксплуатационных объектов месторождения от проектных величин, без изменений и дополнений в проектный документ;

5) рекомендации по изменению проектных решений в рамках дополнения к проекту или нового проекта, в случае обоснованной необходимости изменения видов, способов, технологий, объема и сроков проведения работ;

Авторский надзор выполняется в соответствии с нормативно-технической документацией по составлению авторских надзоров за реализацией базовых проектных документов, разрабатываемой и утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов.

Плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервалах совместимых условий бурения определяется из расчета

создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) на величину:

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

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

3) 4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см²).

Не допускается отклонение плотности находящегося в циркуляции бурового раствора более, чем на ± 20 кгс/см³ (0,02 г/см³).

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

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

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то необходимо принять меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и другие) и их устранению.

Не допускается повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора с длительными перерывами на заготовку новых. Утяжеление бурового раствора производится при циркуляции его в процессе всего цикла.

Максимальное допустимое давление при циркуляции бурового раствора не превышает величину давления гидроразрыва пласта и поглощения.

17. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

Технологические операции при поступлении 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 вымывав забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлениях имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;
- запас бурового раствора (с глубины 30м-25м³ и запас химреагентов для приготовления второго объема бурового раствора;
- 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.
- инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно ПЛА;
- инструктаж персонала геофизической и подрядных организаций, работающих на территории буровой установки;
- проверка состояния буровой установки, устьевого и ПВО, инструмента и приспособлений для герметизации скважины, и ликвидации ГНВП;
- проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ персонала;
- проверка систем противоаварийной, противофонтанной и противопожарной защиты, маршрутов эвакуации персонала;
- проведение учебных тренировок, тревог по графику, утвержденному техническим руководителем организации;
- оценка готовности объекта к вскрытию продуктивного горизонта с составлением акта, соответствия объемов и параметров бурового раствора, средств очистки, дегазации и обработки;
- проверка системы геолого-технического контроля и регистрации параметров режима бурения, показаний концентрации газов в буровом растворе и газоанализаторов.

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

17.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

При спуске обсадной колонны плашки верхнего превентора заменяются на плашки, соответствующие диаметру спускаемой обсадной колонны, или на приемных мостках должна находиться бурильная труба с переводником под обсадную трубу и шаровым краном в открытом положении, 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 противодействия в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодействием в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО, опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 9.17.

17.2. 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 обеих сторон по безопасному проведению работ. Геофизические работы проводятся после специальной подготовки БУ и ствола скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственный спуск (или подъем) скважинных приборов. Готовность БУ и скважины подтверждается двусторонним актом. Геофизические работы должны проводиться в присут-

ствии 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.

Геофизическое оборудование (лаборатории, подъемник) для исследования скважины устанавливают на расстоянии не менее 25 метра от устья скважины.

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с требованиями действующих Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов.

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.

После окончания подготовительных работ проводится проверка готовности скважины с составлением акта. В состав комиссии включаются работники организаций проводившей работы, представители заказчика и АСС.

Перед перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия, по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, составляется акт готовности скважины к перфорации и выдача письменного разрешения руководителем работ, представителями заказчика и АСС.

Перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, охране недр и окружающей среды, составляется акт готовности скважины к перфорации и выдается письменное разрешение руководителя работ.

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

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

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более $0,5-0,6 \text{ г/см}^3$, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт)
- использования пенных систем.
- Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством компрессирования, 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.9.8);
- фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.
- Перед перфорацией колонны на устье устанавливается перфорационная задвижка, проверенная до установки на прочность и герметичность в открытом и закрытом состоянии опрессовкой на пробное давление фонтанной арматуры.
- Свабирование скважин производится при наличии герметизирующего устройства, предотвращающего разлив жидкости, возникновение ГНВП и ОФ, выполнения условий безопасности.
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии должны быть оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой согласованной и АСС.

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

17.3. 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 $0,25 - 0,5 \text{ м}^3$, 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 перегороден, чтобы весь буровой раствор из доливной емкости попадал в скважину и обеспечивал строгий учет объема доливаемого раствора.

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

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

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

Тревожная сигнализация уровнемеров должна срабатывать при увеличении объема циркуляции не более 0,3-0,5 м³, 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 раствора 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 м³, 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.

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 доливо менее 0,5 м³ бурового раствора от контрольной величины.

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

17.3. 1. Геофизические исследования и работы.

При проведении ГТИ необходимо:

1) своевременно предоставлять партии ГТИ материалы геологотехнологических и геофизических исследований, структурные и геологические построения, каменный (в виде шлама и керна) материал по близлежащему к скважине району, об изменении технологических параметров бурового оборудования и бурильного инструмента (компоновка бурильной колонны, оснастка, забойный двигатель и втулки насоса), об изменении параметров бурового раствора, о сроках и видах ремонтных работ, об отключении электроэнергии и простоях, о длине бурильного инструмента, заходе ведущей трубы, о типе долота, количестве и диаметрах насадок долота, а также иную информацию, для решения поставленных задач;

2) немедленно выходить на связь с оператором при получении вызова по переговорному устройству;

3) выходить на связь с персоналом партии ГТИ во всех случаях выхода технологического процесса за установленные границы с целью совместного выявления ситуации в кратчайшее время;

4) не допускать повреждения датчиков, кабелей и другого оборудования станции ГТИ, смонтированного на буровой установке;

5) по требованию оператора производить манипуляции с буровым оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой;

6) по рекомендации оператора изменять параметры режима бурения, прекращать или продолжать бурение, если в Техническом задании включены работы по оптимальному управлению бурением;

7) расписываться в вахтовом журнале об ознакомлении с рекомендациями оператора станции ГТИ, занесенными в вахтовый журнал, в связи с отказом их выполнения;

8) проводить тестирующие операции для подтверждения факта наличия предаварийной ситуации.

К проведению измерений при ГТИ допускается аппаратура, прошедшая метрологическую поверку (калибровку). Исполнитель ГТИ должен располагать системой базового и полевого (скважинного) метрологического обеспечения методов и аппаратуры ГТИ.

Перед началом работ на буровой начальник партии обязан провести инструктаж членов буровой бригады по правилам проведения ГТИ, касающимся вопросов монтажа датчиков ГТИ, взаимодействия персонала партии ГТИ и членов буровой бригады при осложнениях и отклонениях от заданных режимно-технологической картой параметров с регистрацией факта проведения инструктажа в журнале инструктажа под роспись всех инструктируемых.

Обо всех случаях аварийных ситуаций и отклонений регистрируемых параметров от указанных в проектной документации операторы станции ГТИ должны информировать представителей организации — владельца опасного производственного объекта и членов буровой бригады.

Станция ГТИ устанавливается с учетом схемы размещения буровой установки, манифольда, дорог и коммуникаций, обеспечения прямой видимости объекта, на расстоянии - высота вышки плюс 10 метров от устья скважины. Соединительные кабели и газовоздушная линия размещаются на опорах в защитных приспособлениях.

Геологические, геохимические и технологические исследования на основе изучения физико-химических свойств промывочной жидкости, шлама, керна и пластового флюида, регистрации технологических параметров бурения и СПО в реальном масштабе времени обеспечивают:

- 1) определение признаков ГНВП;
- 2) предупреждение аварий и инцидентов;
- 3) оптимизацию процесса бурения;
- 4) расчет поровых, пластовых давлений;
- 5) литологическое разделение горизонтов;
- 6) выделение пластов-коллекторов;

- 7) определение характеристики насыщения коллекторов;
- 8) уточнение интервалов отбора керна, испытания пластов и геофизических исследований.

По результатам ГТИ производится регистрация данных на диаграммах, в Рабочем журнале по проведению ГТИ, составляется акт исследований. В процессе бурения скважины более года, акт и отчет о результатах исследований составляют на исследуемый интервал.

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

17.4. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция.

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Центровка вышки. На буровой установке это условие соблюдается конструкцией установки и не требует периодичности ее проведения, но во время оборудования устья необходимо проверить сносность вышки с устьем скважины.

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

3. Введение в буровой раствор смазывающих добавок.

Для защиты от коррозии технологического оборудования и трубопроводов систем добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата, эксплуатационной и НКТ, внутрискважинного оборудования и оборудования, эксплуатируемого в условиях воздействия сероводорода, применяются ингибиторы коррозии, специальные покрытия и технологические методы уменьшения коррозионной активности продукции.

Технологическое оборудование (сепарационное и насосное оборудование, емкости) оснащается приборами контроля, регулирования процессов, системой блокировок, устройствами для отбора проб, штуцерами для ввода ингибиторов коррозии.

Контроль состояния технологического оборудования, механизмов и трубопроводов осуществляется в соответствии с графиком ППР, разработанным на основании инструкций по эксплуатации завода-изготовителя.

Емкости оборудуются сигнализатором верхнего предельного уровня, устройством для дистанционного замера уровня жидкости и пробоотборником.

Манифольды ПВО, бурильные трубы, трубопроводы, находившиеся ранее в контакте с сероводородом, перед их повторным использованием очищаются от отложений продуктов коррозии, подвергаются дефектоскопии, опрессовке.

Ремонт оборудования, его узлов и деталей, после эксплуатации в условиях воздействия сероводорода, производится после их нейтрализации, промывки (пропаривания).

Соответствие качества обсадных и НКТ техническим условиям, гарантирующим их стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением, подтверждается сертификатом. Проверка образцов труб на соответствие сертификату по химическому составу, производится в лабораторных условиях по специальной методике.

Контроль коррозионного состояния оборудования и труб помимо визуального осмотра осуществляется:

- установкой контрольных образцов;
- по точкам для определения скорости коррозии;
- по узлам контроля коррозии;
- по водородным зондам;
- ультразвуковой и магнитной толщинометрией;
- дефектоскопии.

Точки контроля коррозии для каждого вида оборудования и трубопроводов устанавливаются руководителем организации на основании инструкции по эксплуатации завода изготовителя.

Участки трубопроводов при надземной прокладке защищают алюминиевыми, цинковыми, лакокрасочными, стеклоэмалевыми покрытиями, или консистентными смазками.

Лакокрасочные покрытия имеют общую толщину не менее 0,2 миллиметров; толщина стеклоэмалевых покрытий не менее 0,5 мм; толщина покрытий из алюминия и цинка не менее 0,25 миллиметров.

Консистентные смазки следует применять в районах с температурой воздуха не ниже минус 60 градусов Цельсия на участках с температурой эксплуатации трубопроводов не выше плюс 40 градусов Цельсия.

Покрытие из консистентной смазки содержит 20 процентов (весовых) алюминиевой пудры и имеет толщину в пределах 0,2-0,5 миллиметров.

Оценку состояния защитных покрытий осуществляют в процессе строительства трубопроводов, как в период нанесения защитных покрытий, так и при приемке сооружений.

Тип и конструкция изоляционного покрытия в местах сварных соединений труб обеспечивают равнозначный защитный эффект основному покрытию.

Для строительства трубопроводов применяются преимущественно трубы с изоляционным и теплоизоляционным покрытием, нанесенными в заводских и базовых условиях, и предусматриваются мероприятия по сохранности изоляции и теплоизоляции от механических повреждений при складировании, погрузочно-разгрузочных операциях, транспортировке и укладке трубопроводов.

Теплоизоляцию в трассовых условиях наносят только при отсутствии в близлежащих районах строительства баз или цехов по теплоизоляции труб.

Теплогидроизолированные трубы, трубные секции, узлы и детали, материалы для их изготовления производятся в соответствии с техническими условиями эксплуатирующей организации.

Крановые узлы, отводы, тройники, катодные выводы, задвижки изолируются покрытиями:

на подземной части и не менее 15 сантиметров над землей - битумными мастиками или полимерными липкими лентами;

на надземной части - покрытиями, применяемыми для защиты трубопровода от атмосферной коррозии.

17.5. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

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

- вес на крюке, т;
- нагрузка на долото, т;
- удельное электрическое сопротивление на входе и выходе, Ом/м;
- положение талевого блока, м;
- подача инструмента, м/с;
- скорость перемещения талевого блока, м/с;
- частота вращения ротора, об/мин;
- крутящий момент на роторе, кН x м;
- давление в буровом манифольде, МПа;
- число ходов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочих и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, °С;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м³;
- газосодержание на выходе %.

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

17.6. Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурения, испытания и освоения скважины

Члены вахты ежемесячно проверяют состояние безопасности своих рабочих мест, бурильщик оформляет записи в вахтовом журнале.

При аварийной ситуации вводится в действие ПЛА, производится герметизация устья и эвакуация персонала незадействованного в ликвидации аварии.

Проведение каких-либо экспериментальных и опытных работ при бурении и освоении продуктивного пласта допускается по программе, утвержденной техническим руководителем организации.

При выполнении работ по приготовлению и обработке бурового раствора (промывочной жидкости) применяются средства защиты, обеспечивающие безопасность персонала от воздействия химических реагентов.

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то необходимо принять меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и другие) и их устранению.

Площадка обеспечивается знаками безопасности, освещением и ограждением опасной зоны. Перед началом бурения проверяется техническое состояние породоразрушающего инструмента, забойного двигателя, компоновки бурильной колонны, КИПиА. При обнаружении неисправности бурение не допускается.";

Не допускается оставлять и хранить отходы производства в помещениях и на территории опасных производственных объектов в неустановленных местах.";

Проверка технического состояния и готовность систем безопасности, наличие рабочего давления воды, пара и реагентов в системах, проверяется не реже одного раза в смену;

При вскрытии продуктивных горизонтов за 100 метров в процессе бурения составляется акт готовности буровой установки с участием представителя АСС. При осложнениях в скважине составляется ПОР и утверждается руководителем организации. Копия ПОР направляется в АСС."

Испытание и освоение скважины должны проводиться после оборудования устья по утвержденной схеме, компоновки внутрискважинного оборудования с колонной НКТ, монтажа и опрессовки наземного оборудования.

После окончания подготовительных работ проводится проверка готовности скважины с составлением акта. В состав комиссии включаются работники организаций проводившей работы, представители заказчика и АСС.

Освоение и исследование скважин производится в присутствии ответственного лица.

В ПОР указывается количество производственного персонала, мероприятия по обеспечению их безопасности, меры по предупреждению аварий, график контроля содержания сероводорода в воздухе рабочей зоны и мероприятия на случай превышения ПДК. С ПОР знакомятся все работники, связанные с освоением и исследованием скважины.

К ПОР прилагаются схемы и ситуационный план расположения оборудования, установок и механизмов с указанием маршрутов выхода из опасной зоны в условиях возможной аварийной загазованности, указатели направления ветра (флюгер), схема расположения объектов и близлежащих населенных пунктов.

ПОР и технологический регламент доводятся до сведения исполнителей, контролируется руководителем работ. Отклонение от ПОР, технологического регламента не допускается.

Работы по освоению и испытанию скважин начинаются при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;

2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обязаны в соответствии со схемой;

3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида. Применение гибких рукавов в обвязке устья сепаратора и емкостей не допускается;

4) после принятия мер по устранению дефектов, в случаях установления негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствие цементирования.

Испытание пластов, содержащих сероводород, ИПТ в процессе бурения скважин проводится после выполнения дополнительных мероприятий по безопасности, обеспечивающих защиту оборудования, персонала и окружающей среды.

17.7. 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

Контролирование состояния фонтанной безопасности оговаривается Руководством по АСС.

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

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

17.8. Наличие средств дегазации, вентиляции

В производственных помещениях БУ, где возможно выделение взрывоопасных или токсичных веществ (газов, паров), должны быть установлены стационарные газоанализаторы, заблокированные 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.

17.9. 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: газонефтеводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов:
 - 5.1 Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.
 - 5.2 Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.
 - 5.3 Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.
 - 5.4 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.
 - 5.5 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
 - 5.6 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
- 6 Прихват обсадных колонн:

- 6.1 Тщательно прорабатывать интервалы сужений.
- 6.2 Не оставлять колонну без движения на длительный срок,
- 6.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.
- 6.4 Определить место прихвата.
- 6.5 Продолжить спуск колонны.
- 6.6 Строго выполнять план подготовки ствола к спуску
- 6.7 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).
- 6.8 Не оставлять колонну без движения на длительное время.
- 6.9 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.
- 6.10 После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.
- 6.11 В случае безрезультатности установки ванн или опасности_
- 6.12 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
- 6.13 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.
- 6.14 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
- 6.15 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

17.10. 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 15.1.

17.11. Идентификация опасностей

Идентификация опасностей проводится на предварительном этапе определения степени риска. В процессе ее проведения определяются причины газонефтепроявлений, 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 присутствующих 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 газонефтепроявлениями.

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.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ.

1. Отсутствие превенторного оборудования:
Не предусмотрено проектом: _____ 0.00000;
Не установлено перед началом бурения: _____ 0.00000;
2. Неисправность превенторного оборудования:
Негерметичность плашек превентора: _____ 0.00150;
Отказ системы управления: _____ 0.00010;
3. Разрушение обсадной колонны:
Отсутствие контроля за состоянием ОК: _____ 0.00080;
Отсутствие контроля за давлением в ОК: _____ 0.00000;
4. Отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах: _____ 0.00160;
5. Отсутствие или неисправность обратного клапана на обсадных трубах: _____ 0.00120;

ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ.

1. Поглощение бурового раствора:
Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям: _____ 0.03000;
Завышение плотности раствора: _____ 0.07000;
Несоответствие других параметров раствора: _____ 0.03000;
2. Принятие пластового давления без должного обоснования: _____ 0.10000;
3. Недостаточная плотность раствора в скважине: _____ 0.12000;
4. Недолив скважины:
При подъеме инструмента: _____ 0.08000;
При спуске обсадной колонны: _____ 0.10000;
5. Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине: _____ 0.09000;

ДЕЙСТВИЯ БРИГАДЫ.

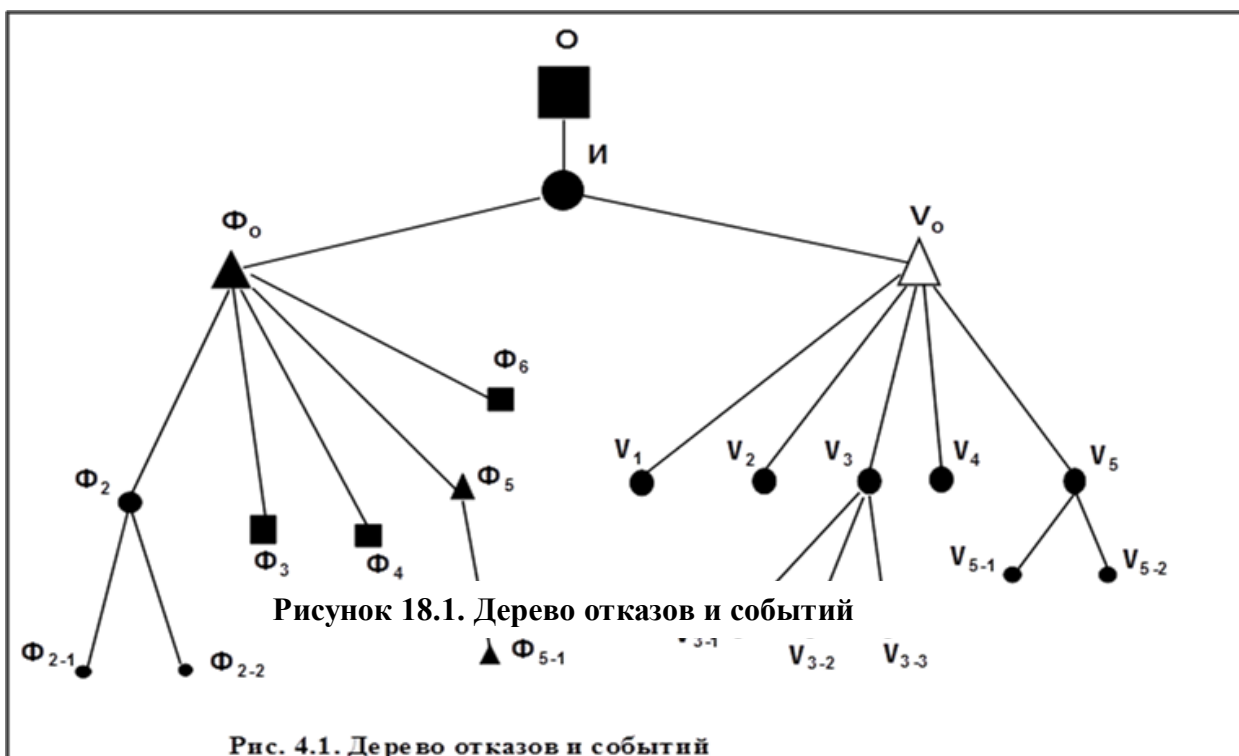
- Неправильные действия буровой бригады при строительстве скважины: _____ 0.00040;

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Вероятность отказа оборудования: 0.00559;

Вероятность газонефтепроявлений: 0.47782;

Вероятность возникновения открытого фонтана: 0.00267.



	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0.002670
И	Логическое событие	●	0.002670
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)	▲	0.005590
	Газонефтепроявления	△	0.477820
Φ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0.000000
Φ₁.₁	Не предусмотрено проектом	▲	0.000000
Φ₁.₂	Не установлено перед началом бурения	▲	0.000000
Φ₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0.001600
Φ₂.₁	Негерметичность плашек превентора	●	0.001500
Φ₂.₂	Неисправность системы управления ПВО	●	0.000100
Φ₃	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0.001600
Φ₄	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0.001200
Φ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0.000800
Φ₅.₁	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0.000800
Φ₅.₂	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0.000000
Φ₆	Неправильные действия буровой бригады	■	0.000400
V₁	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0.120000
V₂	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0.100000
V₃	Поглощение бурового раствора	●	0.130000
V₃.₁	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0.030000
V₃.₂	Завышение плотности бурового раствора	●	0.070000
V₃.₃	Несоответствие других параметров раствора	●	0.030000
V₄	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0.090000
V₅	Недолив скважины	●	0.180000
V₅.₁	При подъеме инструмента	●	0.080000
V₅.₂	При спуске обсадной колонны	●	0.100000

17.12 Охрана недр.

17.12.1 Общая задача охраны недр в период поисково-разведочных работ на площади

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании». В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия. Учитывая это, требование к технологии бурения разведочных скважин в пределах блоков 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 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 и испытания поисковых скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательства 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, грифообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;

Надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;

Надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;

Предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

17.12.2 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 $\rho = 1,15 \text{ г/см}^3$, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, 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, незасоряющая 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 1,15 г/см³

- Условная вязкость 35-40 сек

- Водоотдача 4-5 см³/30 мин

- Корка 1,0 мм

- pH 8-9

- Песок <2%

- Содержание кислоторастворимой твердой фазы <3-5%

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 двухплашечного 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. Конструкция двухплашечного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 210 кгс/см². Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 210 кгс/см². Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 210 кгс/см² позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению газонефтепроявлений.

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный метод».

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры емкостью по 3-4 м, 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 химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины. Система обработки и хранения бурового раствора, включает в себя активную емкость.

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).

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра здравоохранения РК от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-13.

Для проведения буровых работ в пределах блоков земельный отвод на одну скважину составит 1,7 га, согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

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 схемы размещения оборудования на территории строительства скважины.

Электросиловые установки (дизели) будут оборудованы местными укрытиями с окнами, с выводом выхлопных труб с учетом направлений ветра.

Склады для хранения кислот и щелочей не предусматриваются, так как они будут завозиться со складов подрядчиков.

На рабочей площадке при монтаже буровой установки будет предусмотрена шумовибрационная 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, химреагентов, устройство стока.

Опрессовка труб обсадной колонны будет производиться централизованно на базе подрядчика.

При необходимости обработки скважины кислотами предусматривается лабораторный контроль за содержанием в воздухе вредных веществ, периодичность и объем исследований будет определен с учетом производственных и геологических условий и согласован с местными органами охраны окружающей среды.

Помещения и пространства

Класс I

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 подпорные пространства буровых установок.

Зона О (В-1)

Открытые пространства радиусом 1,5м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеня-

ющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы.

Пространство внутри открытых и закрытых технических устройств, и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества.

Зона О (В-1)

Зона О (В-1)

Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.

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 О (В-1)

Зона 1 (В-1а)

Открытые пространства:

- радиусом 1,5 м от зоны 0 по п.2 и радиусом 3,5 м от зоны 0;
- вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстояниями 3 м во все стороны;
- вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3 м;
- вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.

Зона 1 (В-1а)

Зона 2 (В-1 г)

Пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3 м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторм пространстве. Зона 2 (В-1 г)

17.12.3 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 требованиями и исходя из горно-геологических условий бурения в пределах разведочных блоков.

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:

Кондуктор $\varnothing$ 244,5 мм х 30 м. цементируется до устья для обеспечения сцепления между трубами и породой, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна $\varnothing$ 168,3 мм спускается на глубину 300 м с целью разведки и добычи УВС. Колонна цементируется до устья.

С целью предупреждения поглощения бурового раствора, предотвращения загрязнения продуктивных и водоносных горизонтов необходимо:

1. Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважины.
2. Строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.

3. Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований.

4. Обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала.

17.12.4 Контроль окружающей среды

Проведению разведочных работ с целью разведки нефти и газа должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая раздел охраны окружающей среду (РООС), 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 природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- «Земельным кодексом»;
- Кодексом РК «О здоровье народа и системе здравоохранения».

Стратегией развития Республики Казахстан до 2050 года, где большое значение придается охране окружающей среды.

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, исключая 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 не менее 100 м³ для сбора нефти в случаях выброса и при испытании.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

- Выбросы продуктов сгорания топлива в двигателях;
- Шум производственного оборудования на объектах, двигателей, устройств и механизмов;
- Освещение производственных площадок;
- Выбросы продуктов сгорания при кратковременных испытаниях скважин.

В процессе работ, на всех его стадиях будет осуществляться производственный экологический мониторинг, мониторинг качества окружающей среды и экологический мониторинг при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

- герметизация системы сбора, сепарации, подготовки нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;

- обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;

- организация движения транспорта только по автодорогам;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, атмосферы, почвы, растительности.

Необходимо обеспечивать следующие мероприятия по охране флоры и фауны в границах 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.

17.12.5 Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела являются СП СЭТОРБ Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (№201 от 03 февраля 2012г.) и ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (№201 от 03 февраля 2012г.).

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 ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (№201 от 03 февраля 2012 г.) 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 ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (№201 от 03 февраля 2012г.) 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 ГН СЭТОРБ (НРБ) и СП СЭТОРБ.

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.

17.12.6. 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, быстрого освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

Примечание: биологический этап рекультивации производится после окончания всех геологоразведочных работ и сдачи земли арендодателю.

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.

17.12.7 Противофонтанная и газовая безопасность

Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений.

Перед вскрытием пласта с возможным флюидопроявлением необходимо провести:

- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтепроявлений согласно «Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК», Алматы 2002г; проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и

приспособлений; учебную тревогу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;

Оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую.

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

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

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

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

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

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

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

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

- перелив бурового раствора из скважины;
- увеличение давления на устье загерметизированной скважины;

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

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

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

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

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

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

В) увеличение объема бурового раствора в приемной емкости. Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

А) увеличение механической скорости или крутящего момента; Б) повышение объема бурового раствора в приемной емкости. Третье сочетание признаков (слабое проявление): А) снижение плотности бурового раствора;

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

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

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

Плотность бурового раствора выбирается по интервално в соответствии с «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

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

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

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

Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении

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

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

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

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

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

К подъему бурильной колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии 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 $0,5\text{ м}^3$ спуск колонны должен быть прекращен. Установить причину отклонения согласно признаков раннего обнаружения ГНВП. При обнаружении ГНВП приступить к его ликвидации. При наличии явления 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:

- остановить вращение привода (ротора);
- поднять долото над на $0,7\text{ м}$;
- 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.
- Контроль над давлением за манометрами.

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

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

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

перед вскрытием продуктивного горизонта и после каждого соединения и отсоединения секций направляющей от блока превенторов на ожидаемое устьевое давление в соответствии с табл. 9.17

Опрессовку следует проводить в присутствии представителя ВЧ. Результаты опрессовки оформляются актом.

Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:

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

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

18. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

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

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

Заложенная технология строительства скважин соответствует требованиям «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

18.1 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;

- газонефтепроявление с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;

- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ недостатков при строительстве скважин, позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения.

Разработка экологического обоснования «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) к рабочим проектам на строительство скважин учитывает особенности окружающей среды, природного и растительного мира, позволяет более рационально разместить оборудование.

Проект ОВОС проходит согласование в Государственных местных органах по охране окружающей среды.

18.2 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.

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.

18.3 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.

Матрица «вероятность - тяжесть последствий»

Таблица 19.1 Категория опасности

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофический отказ	Критический отказ	Некритический отказ	отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ > 1	A	A	A	C
Вероятный отказ МО-2	A	A	B	C
Возможный отказ 10 ⁻² -ю-4	A	B	B	C
Редкий отказ ю-4-] О'б	A	B	C	д
Невероятный отказ < 10 ⁻⁶	B	C	с	д

На основе анализа, в таблице 19.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций (в целом на нефтегазовой отрасли):

Таблица 19.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций

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

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле:

$$P_{ав} = P_t \times N_{скв} \times L/1000,$$

где: P_t - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м.;

$N_{скв}$ - количество скважин с данной аварией;

L - проектная глубина скважины с данной аварией.

Цикл строительства скважины состоит из многих этапов. Первый этап - проектирование, второй - строительство, третий - освоение.

Первый этап - проектирование. Здесь целью риск-анализа может быть:

Выявление опасностей и количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, материальные объекты, окружающую природную среду.

Обеспечение информацией по разработке инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, планов ликвидации при ГНВП, противопожарные мероприятия, действия членов вахты в аварийной ситуации.

Второй этап - строительство скважины. Здесь целью риск-анализа может быть сравнение геологического разреза ранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.

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

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении опорно-технологических и поисковых 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;

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

К техническим мероприятиям относятся:

- проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- опрессовка бурильных и обсадных колонн;
- испытание вышки;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
- применение высококачественных материалов и химреагентов; применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превентеров, 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 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, газопоказанием, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

Обязка ПВО должна обеспечивать герметизацию устья скважины при ГНВП:

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

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

На этапе освоения.

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

Заключение

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта полностью, можно считать, что геологический разрез изучен достаточно полно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ не ожидается встреча с какими-либо аномальными явлениями. В течение последних 10 лет ежегодно геолого-технические службы рассматривают реальные геологические условия месторождений на которых ведутся работы по бурению скважин с целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

**19. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ
ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ**

№№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» РД-39-0148052-537-87	Москва, ВНИИБТ, 1990 г.
2	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Астана, МИИРК от 30.12.2014 г. №355
3	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр»	Приказ МНЭ РК, Астана, от 15.06.2018 г. №239
4	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции ГОСТ 13862-2003	Межотраслевой стандарт, Минск, 2003г.
5	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2026 г.)	Астана, от 11.04.2014 г. №188-V
6	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2025 г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
7	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
8	Экологический кодекс Республики Казахстан	Астана, от 02 января 2021 года № 400-VI
9	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17. 12.2024 г.)	Астана, от 22.05.18 г МЭ РК №200
10	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2026 г.)	Астана, от 09 июля 2003 г №481-II
11	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.02.2026 г.)	Астана, от 07.07.2020 года №360-VI
12	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»	Приказ МЗ РК от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ-13
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»	Приказ МЗ РК от 11.01.2022г. № ҚР ДСМ-2
14	Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам»	Приказ МЗ РК от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90

Продолжение таблицы

1	2	3
15	Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности	Приказ МЗ РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.
14	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения»	Приказ МЗ РК от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72.
17	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»	Приказ МЗ РК от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49
18	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемосточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»	Приказ МР РК 20 февраля 2023 года № 26
19	«Об утверждении Национального плана по предупреждению нефтяных разливов и реагированию на них в море и внутренних водоемах Республики Казахстан»	Совместный приказ МЭ РК от 15 мая 2018 года № 182, МИИР РК от 24 мая 2018 года № 376 и МВД РК от 19 мая 2018 года № 37
Справочная литература		
20	Инструкцией по составлению технического проекта на строительство скважин на нефть и газ	№ 45 от 2.02.2005г.
21	Инструкция по ТБ при исследованиях скважин и испытании пластов РД-08-41-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
22	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин РД 39-7/10001-89.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989г.
23	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	Куйбышев, 1997г.
24	Инструкция по эксплуатации насосно – компрессорных труб РЛ 39-0147014-217-86.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987г.
25	Инструкция по эксплуатации буровых труб РД 39-013-90.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990г.
26	Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску скважину РД 39-2-132-78.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980г.
27	Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин РД 390147009-516-86.	Краснодар ВНИИКнефть, 1981г.
28	Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК	Алматы, 2002г
29	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94	Алматы, МНП РК, 1995г.
30	Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
31	Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД 08-46-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
32	Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД 08-44-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
33	Первичные действия членов буровой вахты при возникновении ГНВП	Москва, НИИтруда, 1987г.

Продолжение таблицы

1	2	3
34	Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин	Приказ МООС от 03.05.12г. № 129-Ө
35	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна	Москва, Недра, 1976г.
36	Трубы обсадные и муфты к ним ГОСТ 632-80	Москва, Госстандарт, 1982г.
37	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова	Москва, Недра, 1981г.
38	Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В. И. Мищевича.	Москва, Недра, 1976г.
39	Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин	Москва, Недра, 2000г.
40	Справочник по гидравлическим расчетам в бурении» Б.И. Мительман	Москва, Недра, 1963г.
41	Справочник инженера по бурению, т. II под редакцией В.И. Мищевича.	Москва, Недра, 1978г.
42	Спутник буровика. К.В. Иогансен	Москва, Недра, 1986г.
43	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые	Москва, 2000г.
44	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин	Москва, НИИтруда, 1987г.
45	Дополнение к РД (390148052-537-87). Раздел 3. «Охрана окружающей природной среды». Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ	Москва, ВНИИБТ, 1990г.

РАЗДЕЛ II
ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

При строительстве скважин и проведении буровых работ потребуется использование воды на следующие нужды:

- вода питьевого качества на питьевые нужды рабочих буровой бригады и обслуживающего персонала;
- вода на хозяйственно-бытовые нужды рабочих буровых бригад и обслуживающего персонала;
- вода технического качества на производственные нужды при бурении, а также на производственно-противопожарные нужды.

Расчеты водопотребления и водоотведения выполнены в соответствии с нормативно-техническими документами: СНиП РК 4.01-41-2006. Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» № 26 от 20 февраля 2023г. А также СНиП IV-5-82. "Часть IV. Приложение. Сборник 49. ЕРЕР. Объем водопотребления определяется в соответствии с нормой суточного расхода воды по этапам строительства скважины.

Источники водоснабжения

Подземные воды данной территории отличаются высокой минерализацией, поэтому питьевое водоснабжение вахтовых лагерей и буровых бригад будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной (ближайшие населенные пункты: г.Кулсары - 45 км или Доссор 100км).

Водоснабжение буровых установок водой технического качества предусмотрено из месторождения 0,5км.

Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 40 м³, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды.

Хозяйственно-питьевые нужды в период мобилизации и демобилизации будут обеспечены привозной и бутилированной водой. Качество воды должно отвечать «Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» № 26 от 20 февраля 2023г. Хозяйственно-питьевая вода на территорию ведения буровых работ будет привозиться в цистернах, которые следует обеззараживать не менее 1 раза в 10 дней. Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м³.

Водопотребление

Проектное время обустройства участка и бурения скважины глубиной 300 м на участке, составит 22 суток. Число персонала, привлекаемого для бурения, обслуживания строительно-монтажных работ и геофизических исследований в скважинах, составит, максимально, 30 человек. Проживать члены буровой бригады будут на участке проведения работ (вагончик с душем, умывальником).

В таблице 1.1. приведены данные расчета расхода воды:
Таблица 1.1. Расчет расхода воды

№ пп	Наименование работ	Кол- во дней	Кол- во чел.	Норма на 1 чел./сут.		Расход воды на скважину, м ³ , для:			
				пи- тье- вой	быто- вой	Тех. нужд	хозбыто- вых нужд	питьевых нужд	Всего
1	Мобилизация (демо- билизация), строи- тельно- монтажные	6	30	20	25	-	3,6	4,50	8,10
2	Подготовительные работы к бурению	1	25	20	25	-	0,5	0,63	1,13
3	Бурение и крепление	9	25	20	25	113,2	4,5	5,6	123,3
4	Испытание в эксплуа- тационной колонне	6	12	20	25	45,6	1,4	1,8	48,8
	Итого:	22				158,7	10,0	12,6	181,3

Водоснабжение водой буровой бригады для питьевых и хозяйственных нужд осуществляется автоцистернами и привозной бутилированной водой из г.Кулсары - 45 км или Доссор 100км.

На скважине одновременно будут находиться по (СЭСН-49 т. 49-401, 49-402) при:

- подготовительных работах, бурении и креплении – 25 человек;
- при испытании в колонне – 12 человек;
- монтаже-демонтаже – 30 человек.

Расход воды на хоз. бытовые нужды принят, согласно ГТП - для одного человека 25 л/сут и 20 л/сут. (СНиП РК 4.01-41-2006 Приложение 3. Нормы расхода воды потребителями).

Норма расхода технической воды при бурении и подготовительных работах принята равной - 43 м³/сут., при испытании - 20 м³/сут.

В полевом лагере будут обустроены душевые в вагончиках. Вагончики будут оборудованы умывальниками. Будет функционировать прачечная. Жидкие стоки по системе временных трубопроводов будут отводиться в септик суммарным объемом не менее 20 м³. Это не приведет к загрязнению подземных вод, поскольку они залегают на глубинах более 50 м от поверхности земли.

Хозяйственно-питьевые нужды

Общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит: **10,0+12,6= 22,6 м³**. В т.ч. воды питьевого качества: **12,6 м³**.

Производственные нужды

На буровых установках техническая вода будет расходоваться на приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, мытье оборудования, рабочей площадки, испытания и другие технические нужды. Согласно проектным проработкам объем потребления воды на производственные нужды за период бурения одной скважины глубиной 300 м составит:

181,3 м³.

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды

На территориях буровой площадки и вахтового лагеря предусмотрены две системы временной канализации:

- хозяйственно-бытовая;
- производственная.

Хозяйственно-бытовые стоки от модулей полевых лагерей по системе временных трубопроводов будут отводиться в септик (20 м³), изолированный от поверхностных и подземных вод. По мере наполнения септика стоки будут откачиваться, и вывозиться специализированными машинами - автоцистернами на специально оборудованные очистные сооружения, стоящие на балансе организаций, имеющих соответствующие разрешения на прием и утилизацию сточных вод, по договору с этими организациями.

Септики после окончания буровых работ будут опорожнены, дезинфицированы. Территория септиков будет рекультивирована.

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит **22,6 м³/период** ведения буровых работ на 1-ой скважине.

Качественный состав сточных вод, сбрасываемых в септик, стандартный и удовлетворяет требования СНиП 2.04.03-85. Концентрация загрязняющих веществ определена исходя из удельного водоотведения на одного человека. Количество загрязняющих воду веществ на одного человека для определения их концентрации в бытовых сточных водах принято согласно СН РК 4.01.03-2011 «Канализация. Наружные сети и сооружения».

На площадках буровых установок будет использована стандартная схема очистки буровых сточных вод. После очистки они могут использоваться повторно.

2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 - Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт. час	Заявленная мощность, кВт. час		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	Системы электроснабжения буровой	трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанция и т.д.)	Расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	Подземный (подводный) кабель, кВ	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
Таблица информации не несёт, так как источником энергии являются двигатели внутреннего сгорания: 1. Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъёмник А-50МБ), N=158 кВт - 1 комплект. 2. Силовой двигатель ЯМЗ-238 (насос) N=158 кВт - 1 комплект. 3. Дизель- генератор (мощностью 100 кВт) при освещении (1шт)							

Линии электропередач: Распределение электроэнергии осуществляется по кабельным линиям

Таблица 2.2 – Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
всего	в том числе			наименование	расстояние до буровой, км
	топлива	масла			
1	2	3	4	5	6
36,2	34,9 ГОСТ 305-82 Дизельное топливо	1,3 Моторное масло	-	г. Атырау	200

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение 1. Техническое задание**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

на разработку проектной документации по теме: «Групповой технический проект на строительство эксплуатационных и оценочных скважин на месторождении Южный Камыскуль глубиной 300м» с материалами экологической оценки

1.	Целевое назначение работ	Проектный документ должен обеспечить осуществление процесса строительства скважин, материально-техническое снабжение, планирование и организацию буровых работ, проведение авторского надзора за реализацией проектных решений при строительстве скважины.
2.	Состав проекта	Проектным документом должна быть предусмотрена исходная геологическая, технико-технологическая и номенклатурная информация, технико-технологические проектные решения, результаты инженерных расчетов по определению потребности в материалах, инструменте, комплектующих изделиях и по установлению нормативной продолжительности выполнения всех технологических процессов и операций строительства скважины.
3.	Государство, область, район строительства скважин, месторождение	Республика Казахстан, Атырауская область, Жылыбұйық район Площадь: Южный Камыскуль
4.	Основание для проектирования	«Дополнение к проекту разработки месторождения Южный Камыскуль» 2026г.
5.	Буровая подрядная организация (наименование)	Выбирается по тендеру
6.	6.1. Целевое назначение скважины 6.2. Вид скважины 6.3. Кол-во всего скважин 6.4. Номер скважины 6.5. Проектный горизонт 6.6. Проектная глубина, м - по вертикали - по стволу	Эксплуатационная и оценочная Вертикальная 10 7 эксплуат. (101,102,103,104,105,106,107) 3 оценочных скважин (№№ ОЦ-8, ОЦ-9, ОЦ-10) Средняя юра 300м 300м

7.	Геологические и технологические данные: – обзорная карта района работ; – структурные карты, карты расположения скважин, проектный литол.-стратигр. разрез; – способ бурения; – ожидаемые осложнения при бурении; – КНБК под обсадные колонны; – программа ГИС; – интервалы отбора керна и шлама, м; – интервалы опробования и испытания перспективных горизонтов; – сведения о размере отводимых земель, га Характеристика пластового флюида	из проекта «Дополнение к проекту разработки месторождения Южный Камыскуль» 2026г. – роторный – нефтегазопроявления возможны с 150м; – расчетная; – полный комплекс каротажных работ; – отбор керна будет уточняться, ориентировочно 25м в интервалах 110-115м, 115-130м, 215-220м, 237-242м, 249-254м. – всего 25м. - отбор шлама с 100 м до 300м; – интервалы опробования и испытания будут определены по результатам ГИС; Ориентировочно 110-250м – согласно норме отвода земель, при строительстве скважины Плотность нефти 0,8920-0,9г/см³, Дебит жидкости в условиях испытания 0,7-3,0 м³/сутки, содержание парафина 1,83%, содержание H₂S -отсутствует.
8.	Подготовительные работы к монтажу	Согласно типовой схеме
9.	Вахтовый поселок, источник питьевого водоснабжения, расстояние в км	Непосредственно на буровой
10.	Скважина для водоснабжения буровой	Предусматривается техническая вода с месторождения
11.	Биологическая и техническая рекультивация	Предусматривается техническая рекультивация
12.	Буровая вышка (тип, марка, высота, максимальная грузоподъемность, тн)	Буровая установка типа А-50 МБ согласно «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30декабря 2014 года.
13.	Буровое оборудование: – насосы (тип, характеристика, количество) – дизель-электростанции	с учетом конструкции скважин
14.	Оборудование устья: ПВО, колонная головка, ФА	ОКК1-21-168х245, АФК 65х21
15.	Конструкция скважины (диаметр, глубина): - кондуктор – эксплуатационная колонна	244,5мм – 30м. 168,3мм – 300м. *Глубины спуска обсадных колонн будут корректироваться по результатам данных ГИС.
16.	Тип буровых растворов: – при бурении под направление – при бурении под экс. колонну	Тех. вода Полимерный
17.	Рекомендации по выбору буровых труб (диаметры, марка стали, толщина стенок, вес пог. метра, типы соединения труб)	Разрабатывается проектантом, согласно инструкции по расчету и выбору буровых труб
18.	Рекомендации по выбору обсадных труб	Разрабатывается проектантом, согласно инструк-

	(диаметры, марка стали, толщина стенок, вес пог. метра, типы соединения труб)	ции по расчету обсадных труб и «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30 декабря 2014 года
19	Продолжительность цикла строительства скважины в сутках (общая, бурения и крепления под каждую обсадную колонну)	Рассчитывается на основе норм времени и нормативной карты
20	Среднее расстояние к буровой, км: – перевозки бурового оборудования – от базы буровой организации – от базы снабжения – от тампонажного цеха – переброска механизмов для монтажа – от баз геофизиков и топографов	В среднем 200 км от г. Атырау
21	Перевозка вахт при сменности 1 раз в 15 дней	Автотранспортом
22	Содержание спецтехники на буровой	Бульдозер – 1 ед., дежурный автотранспорт –1 ед., водовоз – 2 ед., автокран -1 ед., погрузчик грузоподъемностью 3,9 тн. – 1 ед. цементировочный агрегат -1ед. ППУ-1ед, в зимнее время
23	Электро- и теплоснабжение	Автономно, от дизельных электростанций
24	Оценка воздействия на окружающую среду	Групповой технический проект на строительство эксплуатационных и оценочных скважин на месторождении Южный Камыскуль проектной глубиной 300м», должен содержать материалы экологической оценки (РООС) и корректировок норматив допустимых выбросов (НДВ).
26.	Требования к проектному документу: – содержание проектного документа	– «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» 15.06.2018 г. №239. -«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30 декабря 2014 года - «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» – «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду» №204-п.
27.	Требования к Подрядчику-Участнику заказа	- Наличие государственной лицензии на "Проектирование горных производств", (бурение нефтяных, газовых скважин) и составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений. - Наличие государственной лицензии на Природоохранное проектирование. - Наличие сертификатов ISO 9001, 14001. - Иметь работников проектной организации: геологов, геофизиков, буровиков и разработчиков. - Наличие в собственности программного обеспечения MapInfo 8.0; MapEdit 5.0; Petrel 2009,

		УПРЗА ЭРА-Воздух 2,0; САПР БУРЕНИЯ 1М с приложением копий технических паспортов (сканированные копии подтверждающих документов представить в конкурсной заявке)
28.	Срок предоставления ЗАКАЗЧИКУ согласованного в уполномоченных государственных органах контроля и надзора Проектного документа и ОВОС к нему.	90 календарных дней с момента подписания Договора обеими сторонами.

Приложение №2 к Технической спецификации

Разработка/корректировка проектов нормативов Раздел Охрана окружающей среды (РООС) и норматив допустимых выбросов (НДВ), программы управления отходами (ПУО), программы производственного экологического контроля (ПЭК), плана мероприятий (ПМ) на месторождении Южный Камыскуль.

Объём выполняемых Работ

Разработка/корректировка проектов нормативов (РООС) и (НДВ), программы управления отходами (ПУО), программы производственного экологического контроля (ПЭК), плана мероприятий (ПМ) на месторождении Южный Камыскуль включает в себя следующее:

- Разработка Раздел «Охрана окружающей среды» к Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных и оценочных скважин на месторождении Южный Камыскуль глубиной 300м; и корректировкам норматив допустимых выбросов (НДВ).
- разработка/корректировка проекта нормативов (РООС) и (НДВ), для получения в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды экологического разрешения на воздействие на месторождении Южный Камыскуль, а также получение положительного заключения в уполномоченном органе в области санитарно-эпидемиологического благополучия населения;
- разработка/корректировка программы управления отходами (ПУО) для получения в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды экологического разрешения на воздействие на месторождении Южный Камыскуль, а также получение положительного заключения в уполномоченном органе в области санитарно-эпидемиологического благополучия населения;
- разработка/корректировка программы производственного экологического контроля (ПЭК) для получения в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды экологического разрешения на воздействие на месторождении Южный Камыскуль;
- разработка/корректировка плана мероприятий по охране окружающей среды (ПМ) и согласование в контролирующих органах;
- оформление пакета документов для получения экологического разрешения на воздействие на месторождении Южный Камыскуль (объект 1 категории) и получение разрешения на воздействие в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды.

По разработке/корректировке проекта нормативов (РООС) и (НДВ),

- С учётом разрабатываемых, вводимых и действующих производств выполнить разработку/корректировку проектов (РООС) и (НДВ) на месторождении Южный Камыскуль.
- Провести инвентаризацию источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух с обязательным выездом специалистов на объекты Заказчика.
- Предусмотреть и учесть при разработке/корректировке проектов (РООС) и (НДВ) существующую ранее разработанную документацию, а также перспективу развития промышленных объектов Заказчика.
- Расчёты выбросов ЗВ необходимо производить с учётом действующих экологических,

санитарно-эпидемиологических норм, по требованиям утверждённых методик и нормативной документации в рамках действующего природоохранного законодательства РК.

– Предоставление Заказчику разработанного/скорректированного проектов (РООС) и (НДВ) для проверки и выдачи замечаний. Проекты (РООС) и (НДВ) направляются на согласование контролирующим органам после одобрения Заказчика.

Подрядчик предоставляет:

- ✓ итоговую таблицу нормативов с разбивкой по источникам выбросов с привязкой по цехам и объектам месторождения;
- ✓ карты-схемы промплощадок с отображённой санитарно-защитной зоной с указанием всех источников загрязнения с привязкой к местности и с учётом масштаба.

По разработке/корректировке программы управления отходами (ПУО):

– Порядок разработки/корректировки ПУО должен соответствовать требованиям Экологического кодекса РК (ст. 335) и приказу и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 09.08.2021 г. №318 «Об утверждении Правил разработки программы управления отходами».

– Предусмотреть при разработке/корректировке проекта ПУО перспективу развития промышленных объектов Заказчика.

– Предоставление Заказчику разработанных проекта ПУО для проверки и выдачи замечаний. Проект ПУО направляется на согласование контролирующим органам после одобрения Заказчика.

Подрядчик предоставляет:

- ✓ карты-схемы промплощадок с указанием мест образования, сбора, накопления и удаления отходов производства и потребления с привязкой к местности и с учётом масштаба.

По разработке/корректировке программы производственного экологического контроля (ПЭК):

✓ Порядок разработки/корректировки программы ПЭК должен соответствовать требованиям Экологического кодекса РК (ст. 185) и приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14.07.2021 г. №250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учёта, формирования и предоставления периодических отчётов по результатам производственного экологического контроля».

✓ Предоставление Заказчику разработанной/скорректированной программы ПЭК для проверки и выдачи замечаний. Программа ПЭК направляется на согласование контролирующим органам после одобрения Заказчика.

По разработке/корректировке плана мероприятий по охране окружающей среды (ПМ):

✓ Порядок разработки/корректировки ПМ должен соответствовать требованиям Экологического кодекса РК (ст. 125, приложение 4) и приказу и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 21.07.2021 г. №264 «Об утверждении Правил разработки плана мероприятий по охране окружающей среды».

✓ Предоставление Заказчику разработанного/скорректированного ПМ для проверки и выдачи замечаний. План мероприятий направляется на согласование контролирующим органам после одобрения Заказчика.

Оформление пакета документов на получение экологического разрешения на воздействие и получение разрешения на воздействие в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды:

✓ Заявление на получение разрешения и пакет документов, предоставляемых для получения экологического разрешения на воздействие, должны соответствовать требованиям Экологического кодекса РК (ст. 122).

Требования к выполняемым Работам:

Работы должны выполняться качественно и профессионально, используя все имеющиеся знания и возможности, в соответствии с действующими нормативными документами. При выполнении Работ Подрядчик должен соблюдать все законы и нормативные акты в соответствии с действующим экологическим законодательством Республики Казахстан на момент разработки экологической документации.

Привлечение соответствующих специалистов для сбора исходных материалов на месте (объекте) и в офисе Заказчика, а также все исходные данные должны быть согласованы с Заказчиком. Сбор информации, отсутствующей у Заказчика, осуществляется Подрядчиком самостоятельно по поручению (доверенности) Заказчика.

Подрядчик несёт полную ответственность проведение общественных слушаний по всем проектам требующих государственной экологической экспертизы согласно статье 96 Экологического Кодекса РК в соответствии с Правилами проведения общественных слушаний;

Подрядчик несёт полную ответственность и осуществляет контроль за последовательностью и качеством выполнения Работ, в том числе берет на себя обязательства по разработке/корректировке и оформлению пакета документов для получения экологического разрешения на воздействие, а также берет на себя обязательства по получению разрешения на воздействие в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды.

В случае возникновения замечаний уполномоченного органа в области охраны окружающей среды или его территориальных подразделений в процессе получения экологического разрешения на воздействие, Подрядчик самостоятельно их исправляет за свой счёт.

После получения положительных заключений государственных экспертиз и экологического разрешения на воздействие, Подрядчик обязан предоставить Заказчику, разработанную документацию на бумажном носителе в 3-х экземплярах, а также 1 вариант в электронной версии на флэш-носителе на русском языке в Word и PDF форматах со всеми приложениями.

От имени Заказчика:

Подпись: _____

ТОО «Эмбаведьойл»

ФИО: Чердабаев М.М.

Должность: Генеральный директор

Печать: _____

От имени Подрядчика:

Подпись: _____

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

ФИО: Джамикешов А.М.

Должность: Генеральный директор

Печать: _____

ПРОТОКОЛ
Совместного геолого-технического совещание

г.Атырау

05.02.2026 г.

Присутствовали:

От ТОО «Эмбаведьойл»

1. Бисенгалиев Т.Д.
2. Сейтов И.Т.
3. Усеев А.А.
4. Куанышев Е.М.

- Директор по производству
- Главный геолог
- Главный технолог
- Инженер по бурению

От ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

1. Джамикешов А.М.
2. Умбетов Е.К.
3. Туралиев К.С.

- Генеральный директор
- Главный инженер проекта
- Ведущий инженер

Повестка совещания: Рассмотрение проектного документа «Групповой технический проект на строительство эксплуатационных и оценочных скважин на месторождении Южный Камыскуль глубиной 300м».

СЛУШАЛИ: сообщение ответственного исполнителя проекта Умбетов Е.К.

Рабочий проект выполнен в соответствии с техническим заданием Заказчика и действующими инструкциями по проектированию строительства скважин.

Основными назначением скважины является оценка и эксплуатация добычных возможностей продуктивных горизонтов на месторождении Южный Камыскуль и бурение скважин для получения дополнительной геолого-геофизической информации.

Документы, являющиеся основанием для составления рабочего проекта на строительство скважин: «На основании Контракта №43 от 05.07.1996 г. на добычу нефти, Дополнение к проекту разработки месторождения Южный Камыскуль в 2026г.

После обмена мнениями ГТС постановляет:

Технический проект утвердить и направить в контролирующие органы на рассмотрение и согласование.

Подписи:

От ТОО «Эмбаведьойл»

1. Бисенгалиев Т.Д.
2. Сейтов И.Т.
3. Усеев А.А.
4. Куанышев Е.М.

От ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

1. Джамикешов А.М.
2. Умбетов Е.К.
3. Туралиев К.С.

ТОО «ЭМБАВЕДЬОЙЛ»

ТОО «КАСПИАН ЭНЕРДЖИ РЕСЕРЧ»

**ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ
ПРОЕКТА**

на строительство 7 эксплуатационных и 3 оценочных скважин
на (структуре) месторождении – **Южный Камыскуль**
Цель бурения и назначения скважины (скважин) - Эксплуатационный и оценочная

Вид скважины – **Вертикальный**

Листов 2

Главный инженер проекта

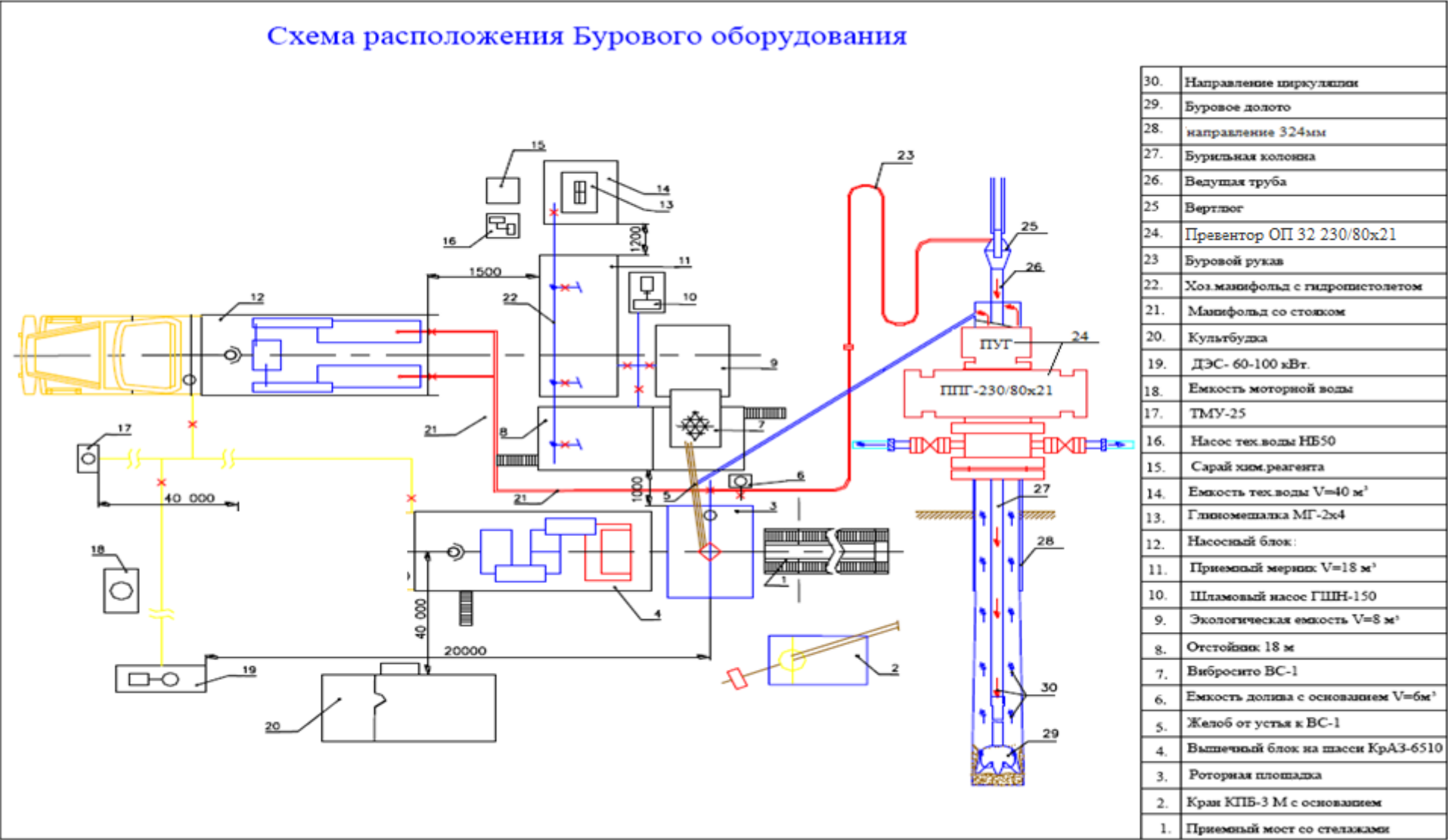
Умбетов Е.К.

Сравнительные технико-экономические показатели

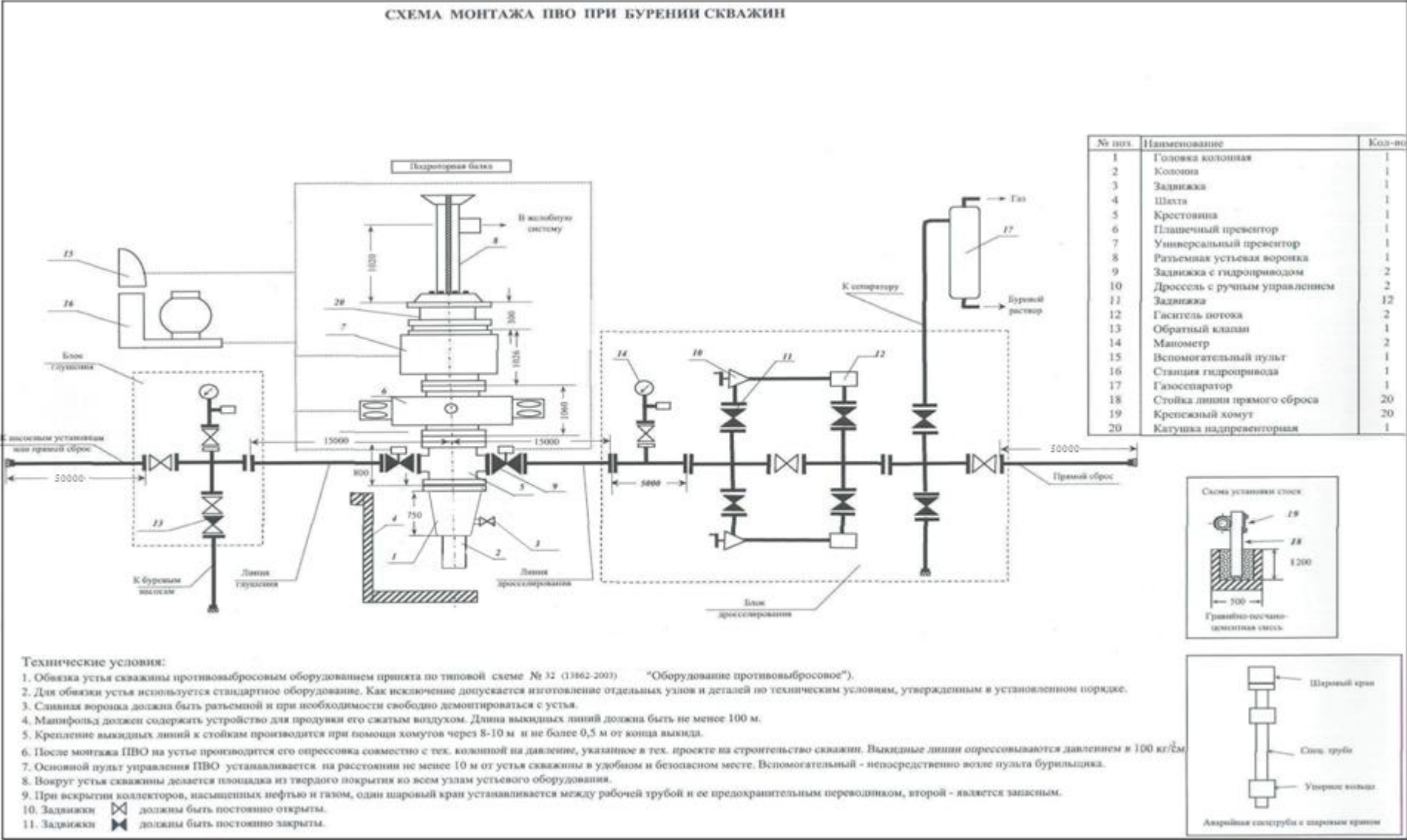
Таблица 1

№№	наименование показателя	Едини- ца из- мере- ния	Значения показателя		приме- чание
			проектного	Факти- ческого	
1	Глубина скважины	м			
	по вертикали		300		
	по стволу		300		
2	Продолжительность строительства скважины всего:	сут.	22		
	-строительство и монтаж, демонтаж		6		
	-подготовительные работы к бурению	сут.	1		
	-бурение и крепление		9		
	-испытание всего	сут.	6		
3	Глубина спуска обсадных колонн:				
	- кондуктор Ø 244,5мм	м	30		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм	м	300		
4	Затраты времени на работы по проходке:	сут.			
	- кондуктор Ø 244,5мм		0,2		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм		6,0		
5	Затраты времени на крепление	сут.			
	- кондуктор Ø 244,5мм		1,0		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм		1,8		
8	Расход долот по всем типо размерам				
	III 295,3мм по IADC (111)	шт	1		
	III 215,9мм код по IADC (121)	шт	2		
9	Затраты времени на испытание (освоение) скважины в эксплуатационной колонне по объектам	сут.	6		
10	Затраты времени на испытание (опробование) пластов в процессе бурения	сут.	-		
11	Материалы для бурового раствора	т			
	Аграпол	т	0,222		
	КССБ-2М	т	0,666		
	Форалис-380	т	1,575		
	KCl	т	3,33		
	КМЦ-500	т	0,621		
	Каустическая сода	т	0,222		
	Кальц. сода	т	0,222		
	Пеногаситель (Т-80)	т	0,222		
	Техническая вода	т	106,475		

Приложение 4. Схема расположения буровой установки

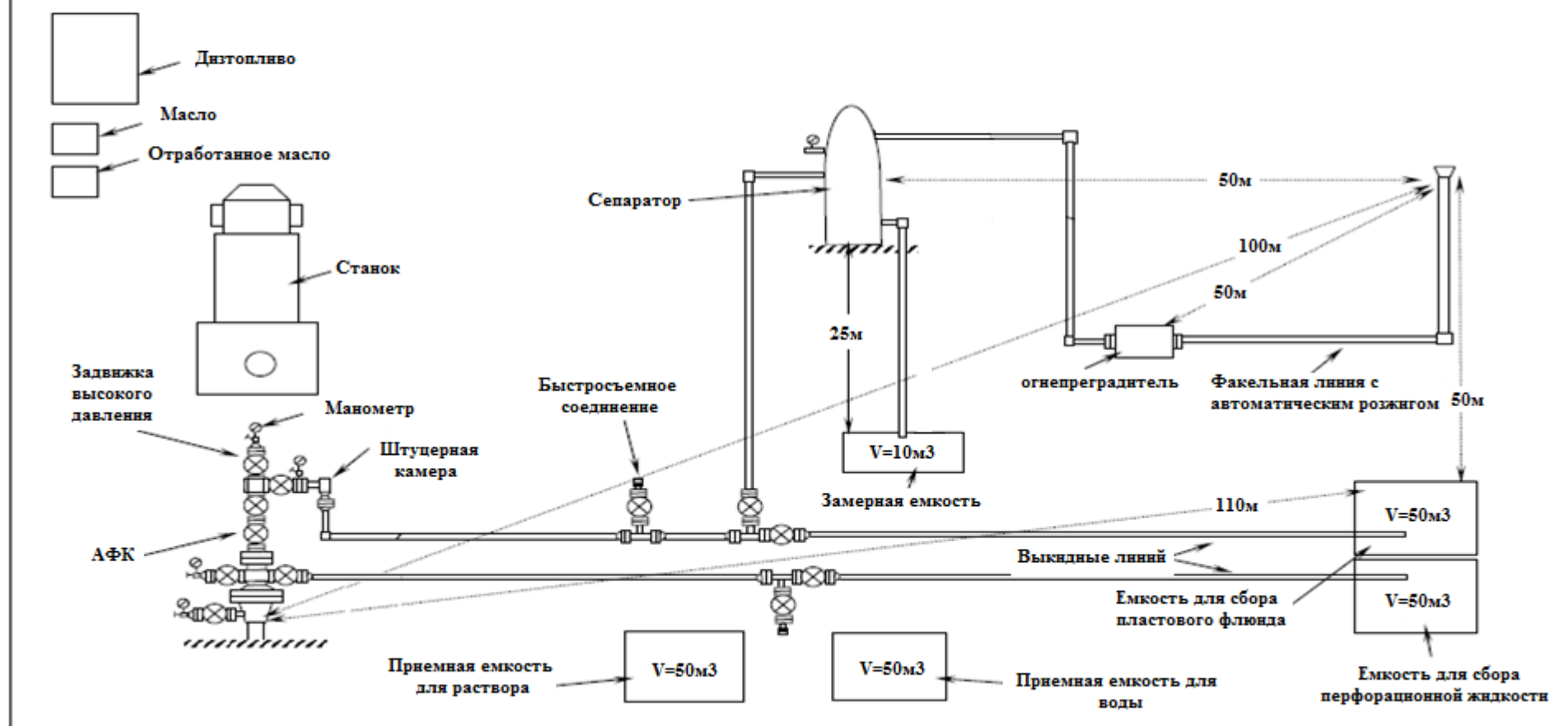


Приложение 5. Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования

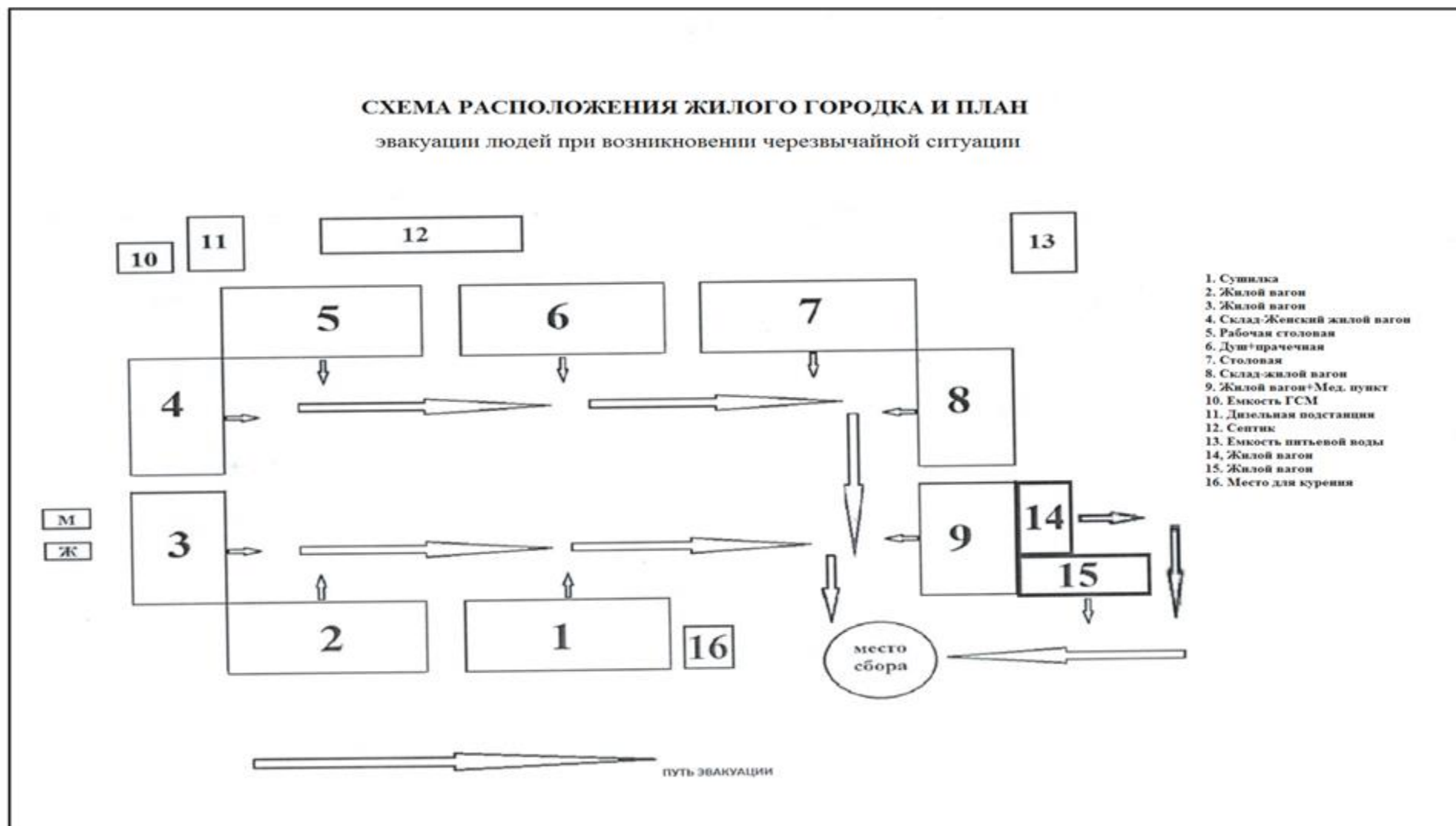


Приложение 6. Схема обвязки устья скважины при испытании

Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне



Приложение 7. Схема расположения жилого городка и план эвакуации людей при возникновении чрезвычайной ситуации



[illegible]